



TUGAS AKHIR - TE 141599

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI PADA SISTEM BARU
YANG DISUPLAI GRID PLN DI PT. PERTAMINA RU IV
CILACAP**

Ubaidillah Husni
NRP 2212 100 033

Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T.
Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2017



FINAL PROJECT - TE 141599

**PROTECTION COORDINATION STUDY ON NEW SYSTEM
SUPPLIED BY GRID PLN AT PT. PERTAMINA RU IV
CILACAP**

Ubaidillah Husni
NRP 2212 100 033

Advisor
Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T.
Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Industrial Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2017

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Studi Koordinasi Proteksi pada Sistem Baru yang Disuplai Grid PLN di PT. Pertamina RU IV Cilacap”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Januari 2017

Ubaidillah Husni
NRP. 2212 100 033

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI
PADA SISTEM BARU YANG DISUPLAI GRID PLN
DI PT. PERTAMINA RU IV CILACAP**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

Pada

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui:

Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing 2

Dr. Ir. Margo Pujiatara, M.T.
NIP. 1966 03 18 1990 10 1 001

Dimas Anton Asfari, S.T., M.T., Ph.D.
NIP. 1981 09 05 2005 01 1 002

**SURABAYA
JANUARI 2017**

STUDI KOORDINASI PROTEKSI PADA SISTEM BARU YANG DISUPLAI GRID PLN DI PT. PERTAMINA RU IV CILACAP

Ubaidillah Husni
2212100033

Dosen Pembimbing 1 : Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T.

Dosen Pembimbing 2 : Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D.

ABSTRAK

Keamanan serta kehandalan pada sistem kelistrikan merupakan kebutuhan yang harus terpenuhi dalam bidang industri untuk menjaga kontinuitas serta keselamatan para pekerja dan peralatan lainnya. Untuk mendapatkan sistem kelistrikan yang handal, dibutuhkan sistem proteksi yang efektif dan selektif dalam menangani gangguan. Dengan adanya proyek baru unit PLBC, PT. Pertamina RU IV Cilacap membangun suatu sistem kelistrikan baru yang disuplai langsung oleh PLN. Oleh karena itu, dibutuhkan studi koordinasi proteksi pada sistem tersebut untuk mendapatkan sistem yang aman dan handal. Pada tugas akhir ini akan dilakukan perhitungan dan simulasi koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan baru PT. Pertamina RU IV Cilacap. Perhitungan yang dilakukan meliputi setting relay arus lebih dan relay diferensial. *Grading time* antar relay arus lebih dikoordinasikan antara 0,2 hingga 0,3 detik. Di samping itu, sistem dilindungi dengan relay diferensial guna mengisolir gangguan internal peralatan. I_{diff} pada relay diferensial diatur sebesar $2I_n$ dan slope sebesar 30%. Dengan adanya setting koordinasi proteksi tersebut, sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap lebih aman dan handal.

Kata kunci : koordinasi proteksi, relay arus lebih, relay diferensial



PROTECTION COORDINATION STUDY ON NEW SYSTEM SUPPLIED BY GRID PLN AT PT. PERTAMINA RU IV CILACAP

Ubaidillah Husni
2212100033

1st Advisor : Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T.
2nd Advisor : Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D.

ABSTRACT

Security and reliability of electrical system are requirements that have to be filled in the industry to maintain the continuity and safety of workers and other equipments. Effective and selective protection is needed to deal with distractions for obtaining a reliable electrical system. Within the new project of PLBC unit, PT. Pertamina RU IV Cilacap build a new electrical system which is supplied directly by PLN. Therefore, protection coordination studies are needed in the system to aim for safe and reliable system. This final project would be performed calculations and simulations of protection coordination for the new electrical system at PT. Pertamina RU IV Cilacap. The calculation includes overcurrent relay and differential relay's setting. Grading time between relay overcurrent coordinated between 0.2 to 0.3 seconds. In addition, the system is protected by the differential relay to isolate internal disturbances equipment. I_{diff} of the differential relay is set for $2I_n$ and slope for 30%. Using the setting of the protection coordination, PT. Pertamina RU IV Cilacap's protection coordination is more secure and reliable.

Keywords : protection coordination, overcurrent relay, differential relay



KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kehadiran Allah SWT atas segala rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul: **“Studi Koordinasi Proteksi pada Sistem Baru yang Disuplai Grid PLN di PT. Pertamina RU IV Cilacap”**

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk memperoleh gelar sarjana pada jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada berbagai pihak yang telah memberikan bantuan dan dukungan dalam penyelesaian Tugas Akhir, terutama kepada :

1. Ayah, Ibu, dan keluarga tercinta yang senantiasa memberikan semangat dan doa yang tidak terbatas.
2. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara dan Bapak Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D. selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan bimbingan, saran, serta masukan yang sangat berarti bagi penulis.
3. Seluruh dosen jurusan Teknik Elektro yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis menempuh kuliah.
4. Teman-teman di jurusan Teknik Elektro ITS yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terutama rekan-rekan Project AJ302 yang selalu memberikan sumbangan pemikiran serta semangat dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
5. Dan semua pihak yang belum penulis sebutkan.

Besar harapan penulis bahwa buku Tugas Akhir ini dapat memberikan informasi dan manfaat bagi pembaca pada umumnya dan mahasiswa Jurusan Teknik Elektro pada khususnya.

Surabaya, Januari 2017

Penulis



DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR KEASLIAN TUGAS AKHIR	
HALAMAN PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xi
 BAB I PENDAHULUAN	 1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	1
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi	2
1.6 Sistematika Penulisan	5
1.7 Relevansi dan Manfaat	5
 BAB II KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN	 7
2.1 Gangguan Arus Lebih	7
2.1.1 Gangguan Beban Lebih	7
2.1.2 Gangguan Hubung Singkat	7
2.2 Perhitungan Arus Hubung Singkat	8
2.3 Koordinasi Proteksi	13
2.3.1 Relay Arus Lebih	13
2.3.2 Setting Relay Arus Lebih	13
2.3.3 Relay Gangguan Tanah	14
2.3.4 <i>Time Current Characteristic</i>	15
2.3.5 <i>Clearing Time Interval</i>	17
2.4 <i>Differential Relay</i>	18
 BAB III SISTEM KELISTRIKAN PT PERTAMINA RU IV CILACAP	 21
3.1 Sistem Kelistrikan PT Pertamina RU IV Cilacap	21
3.2 Kapasitas Pembangkitan dan Pembebanan Sistem	23

3.2.1	Sistem Eksisting	23
3.2.2	Sistem Baru (Sistem PLN)	23
3.3	Sistem Distribusi di PT Pertamina RU IV Cilacap	25
3.4	Sistem Pengaman	26

BAB IV HASIL SIMULASI DAN ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI PADA PT PERTAMINA RU IV CILACAP

4.1	Pemodelan Sistem.....	29
4.2	Pemilihan Tipikal Koordinasi	29
4.3	Analisis Arus Gangguan Hubung Singkat	30
4.3.1	Hubung Singkat Minimum	31
4.3.2	Hubung Singkat Maksimum	32
4.3.3	Hubung Singkat Gangguan ke Tanah	33
4.4	Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa	33
4.4.1	Koordinasi Relay Arus Lebih Fasa Tipikal 1	34
4.4.2	Koordinasi Relay Arus Lebih Fasa Tipikal 2	48
4.5	Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan ke Tanah	64
4.5.1	Koordinasi Relay Arus Lebih Tipikal 3	64
4.6	Relay Diferensial Trafo (87T)	70

BAB V PENUTUP

5.1	Kesimpulan	77
5.2	Saran	78

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

BIODATA PENULIS

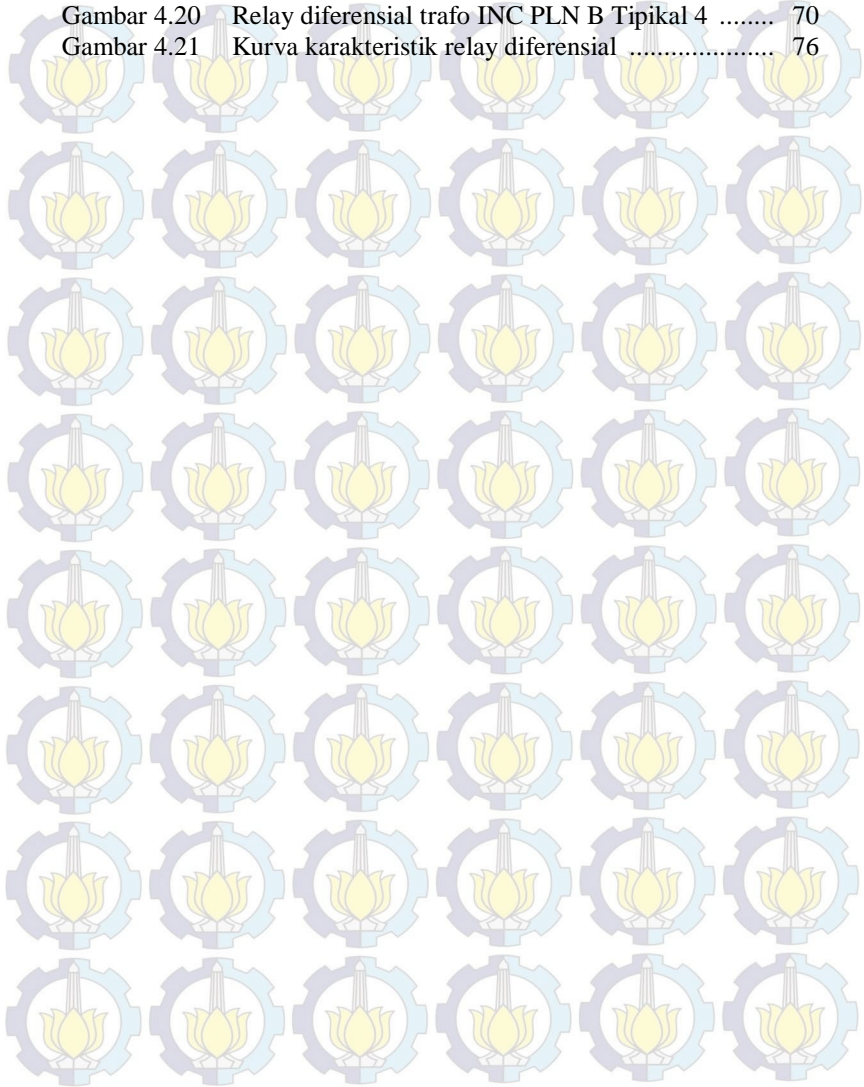
DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	<i>Flowchart</i> Metodologi Tugas Akhir	4
Gambar 2.1	Arus pada kondisi normal	8
Gambar 2.2	Arus pada kondisi hubung singkat	8
Gambar 2.3	Karakteristik arus hubung singkat	9
Gambar 2.4	Hubung singkat tiga fasa serta pemodelannya	11
Gambar 2.5	Hubung singkat antar fasa serta pemodelannya	12
Gambar 2.6	Hubung singkat fasa ke tanah serta pemodelannya	13
Gambar 2.7	Relay arus lebih pengamanan trafo	14
Gambar 2.8	Tipe Kurva Relay dengan Parameter Identik	16
Gambar 2.9	Pengaruh Penentuan TDS pada Relay Arus Lebih ..	17
Gambar 2.10	Prinsip Dasar Relay Diferensial	19
Gambar 3.1	Sistem Kelistrikan Eksisting	22
Gambar 3.2	Sistem Kelistrikan Baru	22
Gambar 3.3	Skema Pembebanan Sistem Baru	24
Gambar 3.4	Ilustrasi SLD dan Peralatan Pengaman pada RU IV Cilacap	27
Gambar 4.1	Ilustrasi Tipikal Koordinasi Proteksi	30
Gambar 4.2	Tipikal koordinasi 1a	34
Gambar 4.3	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 1a	40
Gambar 4.4	Urutan kerja relay tipikal 1a	41
Gambar 4.5	Tipikal koordinasi 1b	42
Gambar 4.6	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 1b	46
Gambar 4.7	Urutan kerja relay tipikal 1b	47
Gambar 4.8	Tipikal koordinasi 2a	48
Gambar 4.9	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 2a	53
Gambar 4.10	Urutan kerja relay tipikal 2a	54
Gambar 4.11	Tipikal koordinasi 2b	55
Gambar 4.12	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 2b	59
Gambar 4.13	Urutan kerja relay tipikal 2b	60
Gambar 4.14	Tipikal koordinasi 2c	61
Gambar 4.15	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 2c	62
Gambar 4.16	Urutan kerja relay tipikal 2c	63
Gambar 4.17	Tipikal koordinasi 3	65
Gambar 4.18	Hasil <i>plot</i> setting relay C5-1 dan relay C5-0 pada tegangan 3,45 kV	68

Gambar 4.19 Hasil *plot* setting relay C5 dan relay CB PLN B pada tegangan 13,8 kV 69

Gambar 4.20 Relay diferensial trafo INC PLN B Tipikal 4 70

Gambar 4.21 Kurva karakteristik relay diferensial 76



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Kegunaan data periode hubung singkat	9
Tabel 2.2	Koefisien Kurva Relay Inverse Standard IEC	15
Tabel 2.3	<i>Clearing Time Interval</i> Relay	18
Tabel 3.1	Data pembangkitan dan pembebanan	23
Tabel 3.2	Data beban pada sistem baru	24
Tabel 3.3	Data Kapasitas <i>Tie Transformer</i> Sistem Eksisting	26
Tabel 3.4	Data Kapasitas Transformator pada Sistem Baru	26
Tabel 4.1	Data hubung singkat minimum 30 <i>cycle</i>	31
Tabel 4.2	Data hubung singkat maksimum	32
Tabel 4.3	Data hubung singkat gangguan ke tanah	33
Tabel 4.4	Koordinasi relay saat gangguan di <i>bus</i> tipikal 1	48
Tabel 4.5	Koordinasi relay saat gangguan di <i>bus</i> tipikal 2	63
Tabel 4.6	Data arus hubung singkat	71



TABLE OF CONTENT

COVER	
AUTHENTICITY STATEMENT OF FINAL PROJECT	
CERTIFICATION PAGE	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
PREFACE	v
TABLE OF CONTENT	vii
LIST OF FIGURE	ix
LIST OF TABLE	xi
BAB I INTRODUCTION	1
1.1 Background of Problem	1
1.2 Problems	1
1.3 Scope of Problem.....	2
1.4 Objectives.....	2
1.5 Metodology	2
1.6 Writing Schematics	5
1.7 Relevance and Advantages	5
BAB II PROTECTION COORDINATION OF ELECTRICITY SYSTEM	7
2.1 Overcurrent Fault	7
2.1.1 Overload Fault	7
2.1.2 Short circuit Fault	7
2.2 Calculation of Short Circuit Fault	8
2.3 Protection Coordination.....	13
2.3.1 Overcurrent Relay	13
2.3.2 Setting of Overcurrent Relay	13
2.3.3 Groundfault Relay	14
2.3.4 Time Current Characteristic	15
2.3.5 Clearing Time Interval	17
2.4 Differential Relay	18
BAB III ELECTRICITY SYSTEM OF PT PERTAMINA RU IV CILACAP	21
3.1 Electricity System of PT Pertamina RU IV Cilacap	21

3.2	Generation Capacity and Load	23
3.2.1	Existing System	23
3.2.2	New System (PLN System)	23
3.3	Distribution System in PT Pertamina RU IV Cilacap	25
3.4	Protection Systems	26

BAB IV SIMULATION RESULTS AND PROTECTION COORDINATION ANALYSIS AT PT PERTAMINA RU IV CILACAP

4.1	System's Modeling	29
4.2	Selection of Typical Coordination	29
4.3	Short Circuit Analysis	30
4.3.1	Short Circuit Minimum	31
4.3.2	Short Circuit Maximum	32
4.3.3	Ground Fault Short Circuit	33
4.4	Coordination of Overcurrent Relay	33
4.4.1	Coordination of Overcurrent Relay Typical 1	34
4.4.2	Coordination of Overcurrent Relay Typical 2	48
4.5	Coordination of Groundfault Relay	64
4.5.1	Coordination of Groundfault Relay Typical 3.....	64
4.6	Transformer Differential Relay (87T)	70

BAB V APPENDIX

5.1	Conclusion	77
5.2	Suggestion	78

BIBLIOGRAPHY

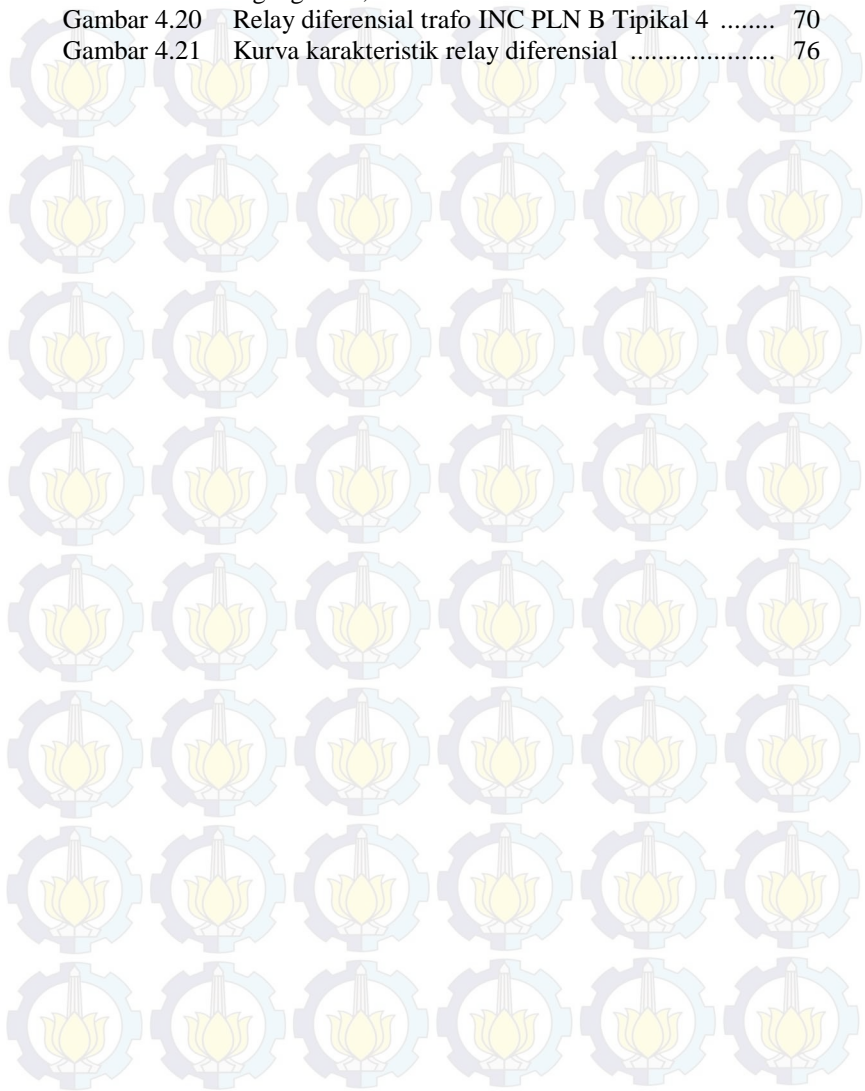
ATTACHMENT

BIOGRAPHY

ILLUSTRATIONS

Gambar 1.1	<i>Flowchart</i> Metodologi Tugas Akhir	4
Gambar 2.1	Arus pada kondisi normal	8
Gambar 2.2	Arus pada kondisi hubung singkat	8
Gambar 2.3	Karakteristik arus hubung singkat	9
Gambar 2.4	Hubung singkat tiga fasa serta pemodelannya	11
Gambar 2.5	Hubung singkat antar fasa serta pemodelannya	12
Gambar 2.6	Hubung singkat fasa ke tanah serta pemodelannya	13
Gambar 2.7	Relay arus lebih pengamanan trafo	14
Gambar 2.8	Tipe Kurva Relay dengan Parameter Identik	16
Gambar 2.9	Pengaruh Penentuan TDS pada Relay Arus Lebih ..	17
Gambar 2.10	Prinsip Dasar Relay Diferensial	19
Gambar 3.1	Sistem Kelistrikan Eksisting	22
Gambar 3.2	Sistem Kelistrikan Baru	22
Gambar 3.3	Skema Pembebanan Sistem Baru	24
Gambar 3.4	Ilustrasi SLD dan Peralatan Pengaman pada RU IV Cilacap	27
Gambar 4.1	Ilustrasi Tipikal Koordinasi Proteksi	30
Gambar 4.2	Tipikal koordinasi 1a	34
Gambar 4.3	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 1a	40
Gambar 4.4	Urutan kerja relay tipikal 1a	41
Gambar 4.5	Tipikal koordinasi 1b	42
Gambar 4.6	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 1b	46
Gambar 4.7	Urutan kerja relay tipikal 1b	47
Gambar 4.8	Tipikal koordinasi 2a	48
Gambar 4.9	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 2a	53
Gambar 4.10	Urutan kerja relay tipikal 2a	54
Gambar 4.11	Tipikal koordinasi 2b	55
Gambar 4.12	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 2b	59
Gambar 4.13	Urutan kerja relay tipikal 2b	60
Gambar 4.14	Tipikal koordinasi 2c	61
Gambar 4.15	Hasil <i>plot</i> setting relay pada tipikal 2c	62
Gambar 4.16	Urutan kerja relay tipikal 2c	63
Gambar 4.17	Tipikal koordinasi 3	65
Gambar 4.18	Hasil <i>plot</i> setting relay C5-1 dan relay C5-0 pada tegangan 3,45 kV	68

Gambar 4.19	Hasil <i>plot</i> setting relay C5 dan relay CB PLN B pada tegangan 13,8 kV	69
Gambar 4.20	Relay diferensial trafo INC PLN B Tipikal 4	70
Gambar 4.21	Kurva karakteristik relay diferensial	76



TABLES

Tabel 2.1	Kegunaan data periode hubung singkat	9
Tabel 2.2	Koefisien Kurva Relay Inverse Standard IEC	15
Tabel 2.3	<i>Clearing Time Interval</i> Relay	18
Tabel 3.1	Data pembangkitan dan pembebanan	23
Tabel 3.2	Data beban pada sistem baru	24
Tabel 3.3	Data Kapasitas <i>Tie Transformer</i> Sistem Eksisting	26
Tabel 3.4	Data Kapasitas Transformator pada Sistem Baru	26
Tabel 4.1	Data hubung singkat minimum 30 <i>cycle</i>	31
Tabel 4.2	Data hubung singkat maksimum	32
Tabel 4.3	Data hubung singkat gangguan ke tanah	33
Tabel 4.4	Koordinasi relay saat gangguan di <i>bus</i> tipikal 1	48
Tabel 4.5	Koordinasi relay saat gangguan di <i>bus</i> tipikal 2	63
Tabel 4.6	Data arus hubung singkat	71



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Keamanan serta kehandalan pada sistem kelistrikan merupakan kebutuhan yang harus terpenuhi dalam bidang industri untuk menjaga kontinuitas serta keselamatan para pekerja dan peralatan lainnya. Untuk mendapatkan sistem kelistrikan yang handal, dibutuhkan sistem proteksi yang juga handal dalam menangani gangguan. Gangguan pada sistem tenaga listrik sangat bervariasi jenis dan sifatnya. Apabila gangguan yang terjadi bersifat permanen, maka peralatan yang terkena gangguan harus diperbaiki atau diganti terlebih dahulu. Sedangkan apabila gangguan tersebut bersifat sementara, maka peralatan yang terkena gangguan siap dioperasikan kembali setelah CB (*Circuit Breaker*) memutuskan gangguan. Gangguan-gangguan tersebut dapat mengganggu kontinuitas penyaluran tenaga listrik. Untuk mengisolir bagian yang mengalami gangguan dan meminimalkan kerusakannya, maka diperlukan adanya koordinasi proteksi yang baik. Koordinasi proteksi merupakan pemilihan atau pengaturan dari peralatan pengaman yang bertujuan untuk memperoleh selektivitas yang tinggi dalam melokalisasi gangguan yang terjadi agar tidak meluas sehingga kontinuitas sistem tetap terjaga [1].

Adanya proyek baru yaitu penambahan unit PLBC (Proyek Langit Biru Cilacap) pada sistem eksisting PT. Pertamina RU IV Cilacap, menyebabkan *short circuit level* pada sistem tersebut menjadi lebih besar. Sehingga memungkinkan peralatan yang sudah ada harus diganti karena sudah tidak memadai. Untuk menghindari besarnya *short circuit level* tersebut, maka dikembangkan sistem integrasi dengan Grid PLN, yaitu dilakukan pemindahan beberapa beban non-esensial dari sistem eksisting RU IV ke feeder PLN untuk disuplai langsung oleh sumber PLN. Dengan adanya sistem baru yang disuplai PLN ini, maka dibutuhkan koordinasi proteksi yang baru pada sistem tersebut. Pada tugas akhir ini akan dilaksanakan perhitungan dan simulasi koordinasi proteksi pada sistem baru PT. Pertamina RU IV Cilacap yang disuplai PLN sehingga didapatkan sistem yang aman dan handal.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas dalam Tugas Akhir ini adalah:

1. Bagaimana sistem kelistrikan yang baru pada PT. Pertamina RU IV Cilacap setelah pemindahan beban ke feeder PLN.
2. Bagaimana setelan dan koordinasi relay diferensial, relay arus lebih, dan relay pengaman gangguan tanah yang tepat pada sistem kelistrikan baru PT. Pertamina RU IV Cilacap.

1.3 Batasan Masalah

Pada tugas akhir ini dilakukan perhitungan dan analisis koordinasi proteksi dengan batasan relay yang dipakai antara lain:

1. Relay arus lebih fasa dan gangguan ke tanah (50/51 & 50G)
2. Relay diferensial fasa trafo (87T)

1.4 Tujuan

Tugas Akhir ini memiliki tujuan sebagai berikut:

1. Memodelkan, menyimulasikan, dan menganalisis sistem kelistrikan yang baru pada PT. Pertamina RU IV Cilacap.
2. Mendapatkan setelan dan koordinasi relay diferensial, relay arus lebih, dan relay pengaman gangguan tanah yang tepat pada sistem kelistrikan baru PT. Pertamina RU IV Cilacap.

1.5 Metodologi

Metode yang digunakan dalam penyusunan Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Pengumpulan Data

Pengumpulan data rating kabel, transformator, generator, motor, *bus*, relay dan sistem pentanahan akan digunakan dalam pemodelan sistem pada simulasi. Data rating yang dibutuhkan berupa manufaktur, kV rating, pf rating, *Full Load Ampere (FLA)*, impedansi, daya dan hubungan belitan pada transformator, motor dan generator.

2. Pemodelan Sistem

Setelah mendapatkan data-data yang lengkap, maka dilakukan pemodelan dalam bentuk *Single Line Diagram* menggunakan *software* ETAP 12.6. Pemodelan ini dibutuhkan agar dapat melakukan Analisis *Load Flow*, *Short Circuit* dan *Star-Protective Device Coordination*.

3. Simulasi dan Analisis *Short Circuit*

Dengan simulasi dan Analisis *Short Circuit* ini didapatkan nilai *Short Circuit Maximum* dan *Short Circuit Minimum* pada bus-bus yang akan dihitung koordinasi relay pengamannya. Dimana nilai *Short Circuit* maksimum merupakan *Short Circuit* 3 fasa dan *Short Circuit Minimum* merupakan *Short Circuit* 2 fasa.

4. Perhitungan Setting Relay

Pada perhitungan *setting* relay diferensial trafo (87T) akan dihitung arus operasi minimum dan *setting* waktu menggunakan skema diferensial trafo fasa. Dan perlu juga dilihat stabilitas pada gangguan eksternal serta sensitivitas pada gangguan internal pada relay diferensial. Pada Perhitungan *setting* relay arus lebih gangguan fasa akan dihitung *time overcurrent pickup*, *time dial*, *instantaneous pickup*, dan *time delay*. Dan perlu untuk ditentukan *manufactur model* relay, jenis kurva serta nCT yang digunakan. Pada perhitungan relay gangguan ke tanah memperhatikan sistem pentanahan yang digunakan pada trafo dan generator.

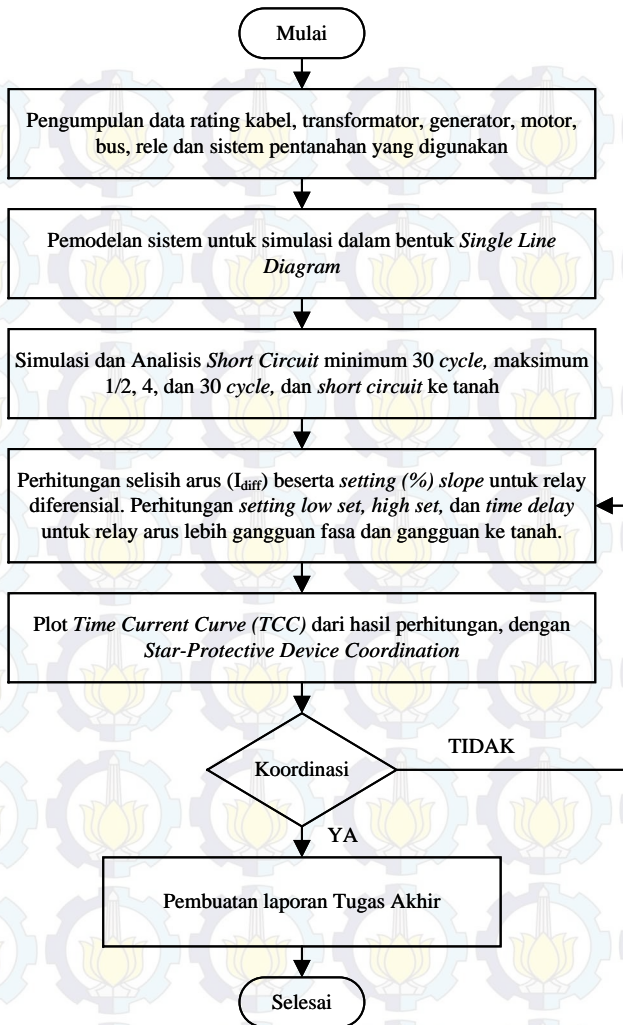
5. Plot TCC pada Star-Protective Device Coordination

Plot TCC ini dilakukan setelah mendapatkan hasil perhitungan relay pengaman arus lebih dan relay gangguan ke tanah sehingga bisa dilihat *setting* koordinasi yang benar. Koordinasi relay ini harus memperhitungkan relay yang berada di atasnya atau di bawahnya. Jika terjadi ketidaksesuaian pada kurva koordinasi relay, maka harus dilakukan pengecekan kembali dengan melakukan perhitungan dan simulasi ulang. Apabila koordinasi proteksi telah sesuai maka dilanjutkan dengan pembuatan laporan.

6. Pembuatan Laporan Tugas akhir

Pada pembuatan laporan tugas akhir ini akan diberikan saran dan rekomendasi setelah koordinasi relay diferensial trafo, relay arus lebih gangguan fasa dan relay arus lebih gangguan ke tanah yang tepat pada sistem kelistrikan baru di PT. Pertamina RU IV Cilacap.

Secara umum, proses penelitian dapat dijelaskan melalui *flowchart* berikut:



Gambar 1.1 Flowchart Metodologi Tugas Akhir

1.6 Sistematika Penulisan

Untuk memudahkan pembahasan yang akan dilakukan, tugas akhir ini dibagi menjadi lima bab dengan sistematika sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN

Bab ini meliputi latar belakang, perumusan masalah, tujuan dan manfaat, metodologi, dan sistematika penulisan.

BAB II KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai teori-teori yang digunakan dalam tugas akhir ini.

BAB III SISTEM KELISTRIKAN PT PERTAMINA RU IV CILACAP

Bab ini menjelaskan mengenai konfigurasi kelistrikan eksisting serta sistem kelistrikan yang baru pada PT. Pertamina RU IV Cilacap setelah pemindahan beban ke feeder PLN.

BAB IV HASIL SIMULASI DAN ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI PADA PT. PERTAMINA RU IV CILACAP

Dalam bab ini akan dibahas mengenai perhitungan-perhitungan dan hasil simulasi yang telah dilakukan. Bab ini menyajikan analisis serta rekomendasi koordinasi setelan relay yang baru ketika terjadi hubung singkat sehingga menghasilkan koordinasi yang lebih baik.

BAB V PENUTUP

Bab ini berisi kesimpulan dan saran dari hasil simulasi, studi literatur dan analisis yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi dan Manfaat

Hasil yang diperoleh dari tugas akhir ini diharapkan dapat membawa manfaat sebagai berikut:

1. Untuk PT. Pertamina RU IV Cilacap
Melalui tugas akhir ini, diharapkan penentuan *setting* parameter relay dapat dijadikan sebagai acuan pada penyetelan koordinasi proteksi relay diferensial, relay arus lebih dan relay gangguan ke tanah pada sistem kelistrikan baru PT. Pertamina RU IV Cilacap.
2. Untuk bidang ilmu pengetahuan
Dapat menjadi referensi mahasiswa lain yang hendak mengambil masalah serupa pada tugas akhirnya.



BAB 2

KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN

Sistem proteksi pada sistem kelistrikan dirancang untuk mengantisipasi dan mengatasi gangguan pada sistem tenaga listrik. Menurut IEEE Std. 242-2001 [1], fungsi utama sistem proteksi dan koordinasinya adalah membatasi durasi kejadian gangguan akibat kesalahan manusia, kegagalan peralatan, maupun fenomena alam yang tidak terhindarkan. Selain itu, fungsi lain dari sistem proteksi adalah mengisolir dan meminimalkan kerusakan pada peralatan yang terkena imbas gangguan listrik. Arus gangguan yang mengalir pada sistem tenaga listrik menyebabkan beroperasinya relay proteksi dan menggerakkan pemutus tenaga (*Circuit Breaker*) sehingga aliran daya yang mengalir terputus. Peralatan pengaman arus lebih bekerja dengan bagian primer dan *backup*. Bagian primer merupakan barisan pertama dalam menanggulangi kerusakan akibat gangguan sehingga diperlukan peralatan yang bekerja lebih cepat dan apabila gagal akan ditanggulangi oleh peralatan bagian *backup*. Pemilihan relay proteksi harus mempertimbangkan hal-hal sebagai berikut [1]: Proteksi maksimum, biaya peralatan minimum, proteksi yang handal, operasi cepat, desain simpel, sensitivitas tinggi terhadap gangguan, dan tidak sensitif terhadap arus beban normal.

2.1 Gangguan Arus Lebih [2]

Gangguan yang sering terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*).

2.1.1 Gangguan Beban Lebih

Gangguan ini terjadi karena arus yang mengalir melebihi arus nominal yang diizinkan ($I > I_n$). Pada saat gangguan ini terjadi arus yang mengalir melebihi dari kapasitas peralatan listrik (trafo, generator, motor, dll) dan pengaman yang terpasang. Bila gangguan ini dibiarkan terus menerus, maka dapat merusak peralatan listrik yang dialiri arus tersebut.

2.1.2 Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat dapat digolongkan menjadi dua kelompok yaitu gangguan hubung singkat simetri dan gangguan hubung singkat tak simetri (asimetri). Gangguan yang termasuk dalam hubung

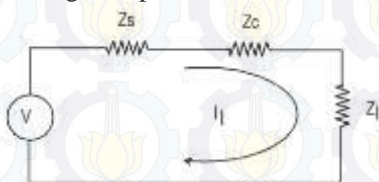
singkat simetri yaitu gangguan hubung singkat tiga fasa, sedangkan gangguan yang lainnya merupakan gangguan hubung singkat tak simetri. Gangguan ini akan mengakibatkan arus lebih pada fasa yang terganggu dan juga akan dapat mengakibatkan kenaikan tegangan pada fasa yang tidak terganggu.

Sebagian besar gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan tidak simetri. Gangguan tak simetri ini terjadi sebagai akibat gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah, gangguan hubung singkat dua fasa, atau gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah.

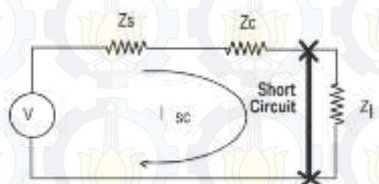
Adanya gangguan hubung singkat dapat mengakibatkan rusaknya peralatan listrik, berkurangnya stabilitas daya, dan terhentinya kontinuitas daya akibat membukanya *circuit breaker*.

2.2 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Pada kondisi normal [1], arus adalah suatu aliran akibat adanya beda potensial pada suatu impedansi dalam sebuah sistem. Pada gambar 2.1 dapat diketahui bahwa total arus yang mengalir pada sistem adalah sumber tegangan dibagi dengan total impedansi sistem. Akan tetapi, pada kejadian hubung singkat (Gambar 2.2), dapat dimisalkan suatu impedansi mengalami hubung singkat akibat terdapat sebuah konduktor yang dipasang secara paralel dengan impedansi tersebut.

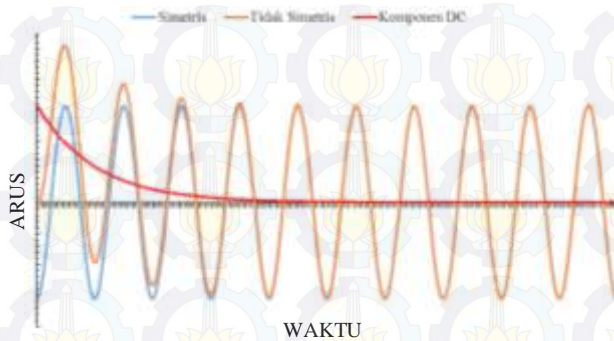


Gambar 2.1 Arus pada kondisi normal



Gambar 2.2 Arus pada kondisi hubung singkat

Karena pada kondisi hubung singkat terdapat pengurangan impedansi (akibat *short* oleh konduktor), maka arus hubung singkat tentu akan lebih besar daripada arus normal. Selain itu, perubahan kondisi sistem dari normal menjadi hubung singkat terjadi dengan sangat cepat, akan tetapi sistem pada umumnya yang bersifat induktif tidak dapat mengalami perubahan arus secara seketika, maka dari itu munculah sebuah arus tidak simetris (*asymmetrical current*) dengan magnitude yang lebih tinggi daripada arus hubung singkat. Kejadian ini terjadi secara singkat dan akan kembali menjadi keadaan simetris. Karakteristik arus hubung singkat dapat diilustrasikan seperti Gambar 2.3 berikut.



Gambar 2.3 Karakteristik arus hubung singkat

Kejadian hubung singkat dibagi kedalam beberapa periode yaitu: *sub-transient* (0,5 cycle), *transient* (1,5-4 cycle), dan *steady state*. Pembagian durasi hubung singkat ini dikarenakan adanya komponen reaktansi yang berbeda. Selanjutnya fungsi pembagian durasi tersebut dapat digunakan sebagai data untuk menentukan kapasitas *circuit breaker* (CB) maupun *setting relay*.

Tabel 2.1 Kegunaan data periode hubung singkat

Tipe Peralatan	Periode		
	<i>Sub-transient</i>	<i>Transient</i>	<i>Steady-state</i>
HVCB	<i>Closing and Latching Capability</i>	<i>Interrupting capability</i>	N/A
LVCB	<i>Interrupting Capability</i>	N/A	N/A

Tabel 2.1 Kegunaan data periode hubung singkat (*lanjutan*)

Tipe Peralatan	Periode		
	<i>Sub-transient</i>	<i>Transient</i>	<i>Steady-state</i>
<i>Fuse</i>	<i>Interrupting capability</i>	N/A	N/A
<i>Switchgear</i>	<i>Bus Bracing</i>	N/A	N/A
<i>Relay</i>	<i>Instantaneous Settings</i>	N/A	<i>Overcurrent settings</i>

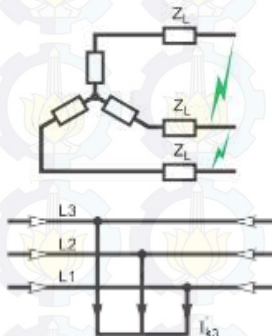
Untuk menghitung arus akibat hubung singkat pada sistem kelistrikan, perlu dilakukan klasifikasi terhadap tipe hubung singkat. Terdapat beberapa kejadian hubung singkat yang dikategorikan sebagai berikut [3]:

1. Hubung singkat tiga fasa

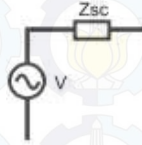
Kejadian hubung singkat dengan seluruh fasa terhubung menjadi suatu titik. Dalam sistem kelistrikan, kemungkinan kejadian ini sebesar 5%. Nilai arus kejadian hubung singkat ini merupakan yang paling besar yang dapat diformulasikan melalui persamaan berikut:

$$I_{SC} \ 3\phi = \frac{V_{LN}}{X_1} \quad (2.1)$$

Dimana V_{LN} adalah tegangan *line to neutral* dan X_1 adalah reaktansi positif



- ➡ : Arah arus hubung singkat
- ↗ : Arah arus kontribusi hubung singkat



Gambar 2.4 Hubung singkat tiga fasa serta pemodelannya

2. Hubung singkat dua fasa

Kejadian dimana antar fasa pada suatu sistem bertemu dalam suatu titik dan mengakibatkan arus hubung singkat. Pada kondisi *real* hubung singkat dua fasa memiliki persentase kejadian sebesar 15%. Nilai hubung singkat dua fasa ini sering disebut dengan arus hubung singkat minimum karena banyaknya jumlah impedansi yang berpengaruh:

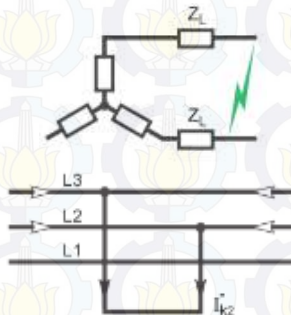
$$I_{sc\ 2\phi} = \frac{V_{LL}}{X_1 + X_2}$$

Dimana V_{LL} adalah tegangan *line to line* dan X_2 adalah reaktansi urutan negatif. Jika X_1 sama dengan X_2 maka:

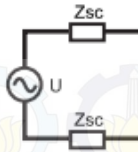
$$I_{sc\ 2\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{LN}}{2 \cdot X_1}$$

Mengacu pada persamaan (2.1), maka:

$$I_{sc\ 2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{sc\ 3\phi} \quad (2.2)$$



- ➡ : Arah arus hubung singkat
- ↗ : Arah arus kontribusi hubung singkat



Gambar 2.5 Hubung singkat antar fasa serta pemodelannya

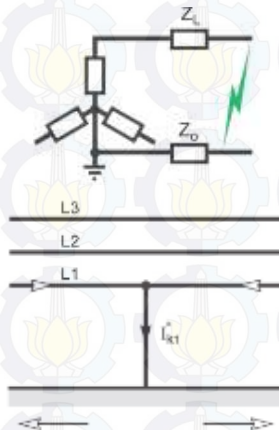
3. Hubung singkat fasa ke tanah

Kejadian hubung singkat yang paling sering terjadi pada sistem kelistrikan dengan persentase sebesar 80%. Hubung singkat ini terjadi saat salah satu fasa terhubung dengan tanah baik melalui *body* peralatan maupun sentuhan dengan peralatan lain (disebut juga sebagai *ground fault*). Untuk menghitung nilai arus yang mengalir dapat digunakan persamaan berikut:

$$I_{SC\ 1\phi} = \frac{3 \times V_{LN}}{X_1 + X_2 + X_0 + Z_G}$$

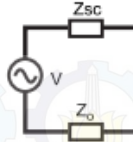
Dimana Z_G adalah impedansi ke tanah. Apabila nilai Z_G minimum (mendekati nol), dan X_1 sama dengan X_2 dan X_3 , maka dapat disimpulkan:

$$I_{SC\ 1\phi} = \frac{V_{LN}}{X_1} = I_{SC\ 3\phi} \quad (2.3)$$



←: Arah arus hubung singkat

↔: Arah arus kontribusi hubung singkat



Gambar 2.6 Hubung singkat fasa ke tanah serta pemodelannya

2.3 Koordinasi Proteksi

Tujuan dari koordinasi proteksi sistem kelistrikan dengan parameter arus adalah untuk menentukan karateristik, *rating*, dan *setting* dari peralatan pengaman arus lebih yang berfungsi untuk meminimalisasi kerusakan perangkat serta melokalisir hubung singkat sesegera mungkin.

Zona proteksi diklasifikasikan sebagai primer atau *back up*. Relay proteksi primer adalah pertahanan pertama terhadap gangguan sistem dan beroperasi pertama untuk mengisolasi gangguan. Jika gangguan tidak terisolasi setelah beberapa waktu *delay*, proteksi *backup* akan bekerja dengan melakukan *trip circuit breaker* utama atau dengan melakukan *trip circuit breaker* pada zona yang berdekatan.

2.3.1 Relay Arus Lebih (*Over Current Relay*)

Relay arus lebih adalah relay yang beroperasi ketika arus yang mengalir melebihi batas yang diizinkan. Relay akan bekerja apabila memenuhi keadaan sebagai berikut [4]:

$I_f > I_p$	relay bekerja	(<i>trip</i>)
$I_f < I_p$	tidak bekerja	(blok)

Dimana I_p (arus *pick up*) merupakan arus kerja yang dinyatakan menurut gulungan sekunder dari trafo arus (CT). Dan I_f merupakan arus gangguan yang juga dinyatakan terhadap gulungan sekunder CT. Relay arus lebih ini hampir melindungi semua bagian pada sistem tenaga listrik misalnya jaringan transmisi, trafo, generator, dan motor.

2.3.2 Setting Relay Arus Lebih

Menurut British Standard BS 142, batas dalam menentukan arus *pickup* pada relay sebagai pelindung dari beban lebih adalah:

$$1,05 \text{ FLA} < I_p < 1,4 \text{ FLA} \quad (2.4)$$

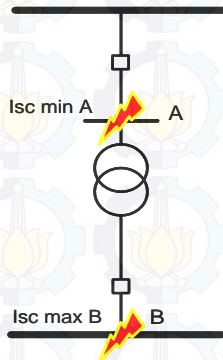
Sementara untuk batas penentuan arus *pickup* pada relay sebagai pelindung kejadian hubung singkat adalah:

$$1,6 \text{ FLA} < I_P < 0,8 I_{sc \text{ min}} \quad (2.5)$$

Dimana FLA adalah *Full Load Ampere* yang berarti arus yang mengalir pada beban sesuai daya maksimum dan $I_{sc \text{ min}}$ adalah arus hubung singkat minimum ($I_{sc} 2\phi$) dalam durasi *steady state* (30 cycle).

Pertimbangan khusus untuk pengaman *feeder* yang dipisahkan oleh trafo, koordinasi pengaman dibedakan menjadi dua daerah, yakni daerah *low voltage* (LV), dan daerah *high voltage* (HV) seperti pada Gambar 2.7. Untuk menentukan *setting pickup* dengan syarat sebagai berikut:

$$I_{sc \text{ max bus B}} \leq I_{set} \leq 0,8 I_{sc \text{ min bus A}} \quad (2.6)$$



Gambar 2.7 Relay arus lebih pengamanan trafo

Di mana $I_{sc \text{ max bus B}}$ merupakan arus hubung singkat tiga fasa maksimum pada titik B, sedangkan $I_{sc \text{ min bus A}}$ adalah arus hubung singkat minimum pada titik A.

2.3.3 Relay Gangguan Tanah [5]

Gangguan satu fasa ke tanah dapat diamankan dengan relay gangguan tanah. Relay ini adalah pengaman arus lebih yang dilengkapi *zero sequence current filter*. Relay gangguan ke tanah dapat digunakan pada sistem yang dibatasi arus gangguan ke tanahnya menggunakan sistem pentanahan.

Pertimbangan pada *setting* koordinasi relay arus lebih gangguan ke tanah adalah:

- Arus urutan nol akan terisolasi pada trafo belitan delta
- Arus urutan nol akan mengalir dari sumber gangguan trafo belitan Wye

Sedangkan untuk *setting* relay gangguan ke tanah adalah :

$$5-10\% \times I_{sc\ L-G} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{sc\ L-G} \quad (2.7)$$

Dengan $I_{sc\ L-G}$ merupakan arus hubung singkat satu fasa ke tanah.

2.3.4 Time Current Characteristic (TCC)

Suatu kurva TCC (*Time Current Characteristic*) mendefinisikan waktu operasi dan nilai arus operasi pada suatu peralatan proteksi. Kurva TCC digunakan sebagai panduan perancang dalam membuat suatu skema koordinasi proteksi.

Relay arus lebih pada umumnya digambarkan dalam suatu kurva satu garis. Pada relay *inverse* (Kode ANSI 51) terdapat beberapa tipe kurva yang membantu dalam melakukan koordinasi. Tipe kurva ini ditentukan berdasarkan persamaan berikut (IEC Standard).

$$t_d = \frac{k \times TDS}{\beta \times \left(\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^\alpha - 1 \right)} \quad (2.8)$$

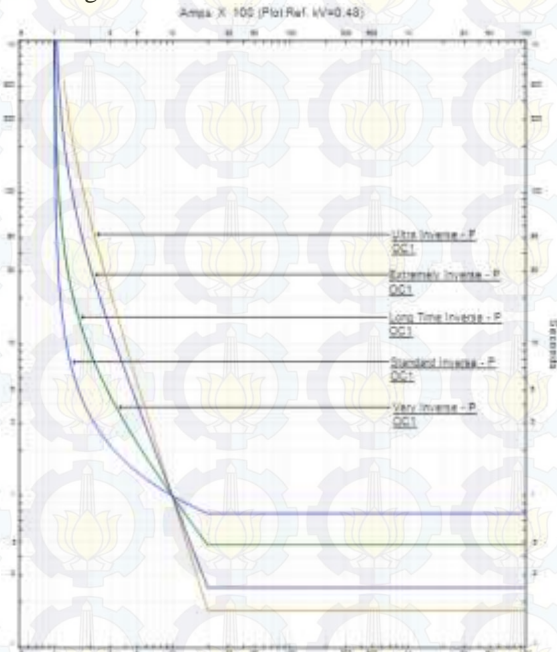
Dimana t_d adalah waktu operasi relay, TDS adalah *Time Dial Setting*, I adalah arus pada keadaan t_d dan I_{set} adalah arus *pickup* untuk perlindungan beban lebih. Persamaan (2.8) juga disusun dengan beberapa koefisien yang dilampirkan sebagai berikut:

Tabel 2.2 Koefisien Kurva Relay Inverse Standard IEC

Tipe Kurva	k	α	β
<i>Long Time Inverse</i>	120	1	13,33
<i>Standard Inverse</i>	0,14	0,02	2,97
<i>Very Inverse</i>	13,5	1	1,5
<i>Extremely Inverse</i>	80	2	0,808
<i>Ultra Inverse</i>	315,2	2,5	1

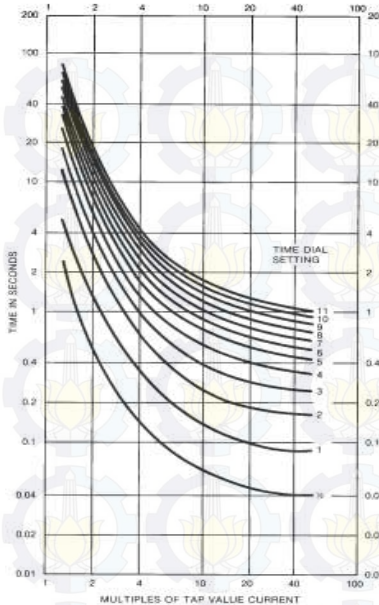
Koefisien kurva dapat berbeda tergantung model relay yang dipakai. Sebagai contoh, untuk relay ALSTOM P343, dengan rumus TDS yang sama, koefisien β bernilai 1 untuk setiap tipe kurva [6].

Dalam kurva TCC, perbedaan parameter koefisien dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.8 Tipe Kurva Relay dengan Parameter Identik

Pengaruh penentuan TDS pada persamaan 2.8 akan mempengaruhi waktu operasi relay, nilai TDS yang semakin besar akan memperlama waktu operasi relay dan semakin kecil akan mempercepat waktu operasi relay. Pengaruh TDS dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.9 Pengaruh Penentuan Time Dial Setting (TDS) pada Relay Arus Lebih [7]

2.3.5 Clearing Time Interval (CTI)

Salah satu pertimbangan dalam melakukan koordinasi relay arus lebih selain menentukan gradasi arus *pickup* adalah penentuan waktu kerja relay. Tanpa adanya interval antar relay, peralatan pengaman mungkin bekerja secara tidak tepat dan dapat memutus aliran daya ke lokasi yang tidak mengalami gangguan. Pada kurva arus dan waktu (TCC), selain memperhatikan koordinasi dengan tidak mentolerir adanya kurva relay yang berpotongan, perlu diperhatikan juga durasi tunggu antar relay [7]. Dengan peralatan yang modern, durasi tunggu antar relay dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti cara kerja relay, *overtravel* relay, dan toleransi error. Secara ringkas, batasan CTI dapat ditinjau sebagai berikut:

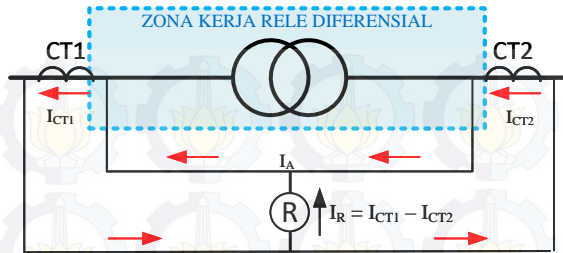
Tabel 2.3 *Clearing Time Interval Relay*

Kerja Relay	Tipe Relay	
	Electromechanical	Static
<i>Circuit breaker opening time</i>	0,08 s	0,08 s
<i>Relay overtravel</i>	0,10 s	0,00 s
<i>Relay tolerance and setting errors</i>	0,12 s	0,12 s
Total CTI	0,30 s	0,20 s

2.4 *Differential Relay*

Differential relay merupakan suatu peralatan pengaman yang prinsip kerjanya berdasarkan keseimbangan (*balance*), yang membandingkan arus-arus yang terbaca pada sekunder *current transformer* (CT) terpasang pada terminal-terminal peralatan listrik yang diamankan. Relay ini bekerja sangat selektif dan sistem kerjanya sangat cepat. Proteksi diferensial digunakan pada peralatan listrik yang memungkinkan terjadi gangguan internal atau bagian isolasi seperti pada motor-motor besar, generator, kabel, trafo, dan bus. Relay ini akan bekerja secara berkala terhadap gangguan dan tidak akan terpengaruh dengan gangguan akibat beban lebih atau gangguan di luar zona proteksinya [8].

Dalam kondisi normal, arus yang masuk dengan arus yang keluar pada suatu zona bernilai sama. Arus yang terbaca pada CT terpasang di bagian primer peralatan yang diamankan (I_{CT1}) bernilai sama dengan arus terbaca pada CT terpasang di bagian sekunder peralatan (I_{CT2}). I_{CT1} dan I_{CT2} bersirkulasi melalui jalur I_A . Dengan kata lain, selisih antara I_{CT1} dan I_{CT2} sama dengan nol, sehingga tidak ada arus yang mengalir melalui relay diferensial ($I_R = I_{CT1} - I_{CT2} = 0$). Prinsip kerja relay diferensial, khususnya relay diferensial pada trafo daya (87T) diilustrasikan pada Gambar 2.10 berikut ini.



Gambar 2.10 Prinsip Dasar Relay Diferensial

Jika terjadi gangguan di luar peralatan listrik yang diamankan (*external fault*), maka arus yang mengalir akan bertambah besar, akan tetapi sirkulasinya akan tetap sama dengan pada kondisi normal, sehingga relay pengaman tidak akan bekerja untuk gangguan luar tersebut. Jika gangguan terjadi didalam (*internal fault*), maka arah sirkulasi arus (I_{CT}) di salah satu sisi akan terbalik, menyebabkan keseimbangan pada kondisi normal terganggu, akibatnya arus I_R akan mengalir melalui relay pengaman. Selama I_{CT1} dan I_{CT2} sama besar, maka tidak akan ada arus yang mengalir melalui kumparan kerja (*operating coil*) relay pengaman, tetapi setiap gangguan (antar fasa atau ke tanah) yang mengakibatkan sistem keseimbangan terganggu akan menyebabkan arus mengalir melalui *operating coil* relay pengaman, maka relay pengaman akan bekerja dan memberikan perintah putus (*tripping*) kepada *circuit breaker* (CB) sehingga peralatan atau instalasi listrik yang terganggu dapat diisolir dari sistem tenaga listrik [9].

Pada relay diferensial, terdapat dua fungsi yang dapat disetting untuk mendapatkan selektivitas kerja relay yang lebih tinggi, yaitu setting I_{diff} dan slope. I_{diff} merupakan selisih antara arus yang dirasakan oleh CT1 dengan CT2, sedangkan slope adalah perbandingan antara I_{diff} dengan $I_{restrain}$ (arus rata-rata I_{CT1} dan I_{CT2}). Apabila kedua fungsi ini dijalankan dengan logika AND, maka relay diferensial hanya akan bekerja saat setting I_{diff} dan setting slope terlewati (*pick up*). Berdasarkan datasheet relay ALSTOM P543, batasan setting I_{diff} adalah 0,2In hingga 2In, sedangkan batasan setting slope adalah 30% - 150% [10].



BAB 3

SISTEM KELISTRIKAN PT PERTAMINA RU IV CILACAP

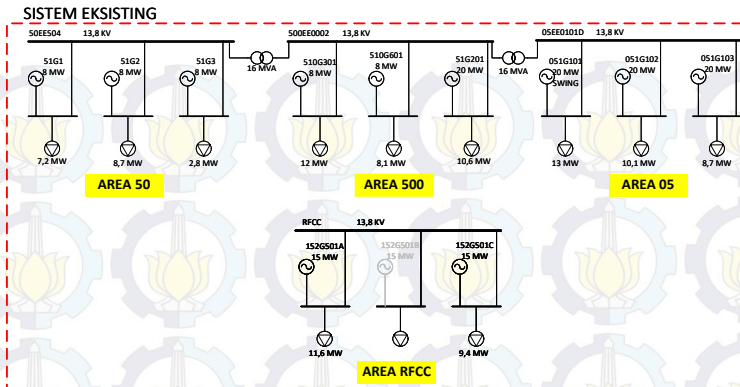
3.1 Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap

PT. Pertamina *Refinery Unit* (Unit Pengolahan) IV Cilacap merupakan salah satu dari 7 jajaran unit pengolahan di tanah air, yang memiliki kapasitas produksi terbesar yakni 348.000 barrel/hari, dan memiliki fasilitas terlengkap. Kilang ini bernilai strategis karena memasok 34% kebutuhan BBM nasional atau 60% kebutuhan BBM di Pulau Jawa dengan jenis produk berupa BBM, non-BBM, dan petrokimia. Pertamina RU IV Cilacap bersiap menjadi kilang minyak terbesar di Asia Tenggara dengan dilaksanakannya proyek PLBC (Proyek Langit Biru Cilacap) dan RDMP (*Refine Masterplan Development Program*).

PT. Pertamina *Refinery Unit* (Unit Pengolahan) IV Cilacap memiliki sistem kelistrikan yang besar dan cukup kompleks. Dengan telah beroperasinya sistem perencanaan Sistem PLBC, terdapat 12 Generator yang akan terpasang pada sistem yang terbagi menjadi 4 Substation utama yaitu :

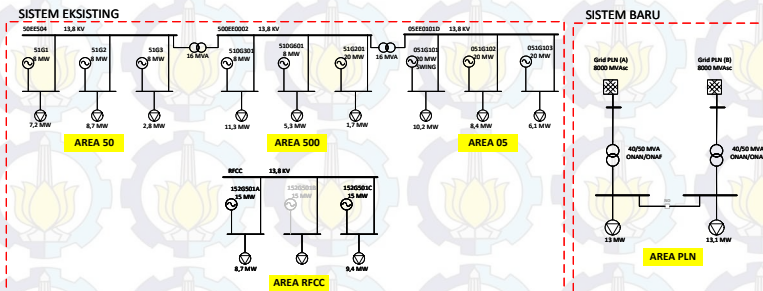
1. Substation area 50. Generator yang terpasang 3x8MW (51G1, 51G2, dan 51G3)
2. Substation area 500. Generator yang terpasang 1x8MW (51G301), 1x20MW (51G201) dan Generator baru 1x8MW (510G601 di PLBC project)
3. Substation area 05. Generator yang terpasang 3x20MW (051G101, 051G102, dan 051G103)
4. Substation area RFCC. Generator yang terpasang 3x15 MW, yaitu 2 generator aktif (152G501A dan 152G501C) dan 1 generator tidak beroperasi (152G501B).

Sistem kelistrikan eksisting PT. Pertamina RU IV Cilacap ditunjukkan pada Gambar 3.1 di bawah ini.



Gambar 3.1 Sistem Kelistrikan Eksisting PT. Pertamina RU IV Cilacap

Kondisi saat ini, dengan adanya penambahan unit PLBC ke sistem eksisting PT Pertamina RU IV Cilacap, cadangan daya (*spinning reserve*) yang dimiliki sistem eksisting berkurang serta akan meningkatkan nominal arus hubung singkat (*short circuit level*) sistem. Hal ini tentu berdampak pada sisi keandalan (*reliability*) dari sistem. Maka, dibentuklah suatu sistem baru yaitu dengan melakukan pemindahan beberapa beban non-esensial dari sistem eksisting ke feeder PLN untuk disuplai langsung oleh sumber PLN. Sistem kelistrikan baru akibat adanya proyek PLBC sesuai pada Gambar 3.2 di bawah ini.



Gambar 3.2 Sistem Kelistrikan Baru PT. Pertamina RU IV Cilacap

3.2 Kapasitas Pembangkitan dan Pembebanan Sistem

3.2.1 Sistem Eksisting

Secara umum, data pembangkitan dan pembebanan pada sistem eksisting PT Pertamina RU IV Cilacap ditunjukkan pada Tabel 3.1 berikut ini.

Tabel 3.1 Data pembangkitan dan pembebanan sistem RU IV Cilacap

Area	ID	Rating Gen (MW)	Sebelum Pemindahan Beban (MW)		Sesudah Pemindahan Beban (MW)	
			Daya Mampu	Jumlah Beban	Daya Mampu	Jumlah Beban
Area 50	51G1	8	7	18,7	7	18,7
	51G2	8	7		7	
	51G3	8	7		7	
Area 500	510G301	8	7	30,7	7	18,3
	510G601	8	7		7	
	51G201	20	17		17	
Area 05	051G101	20	17	31,8	17	24,7
	051G102	20	17		17	
	051G103	20	17		17	
RFC C	152G501A	15	13	21	13	18,1
	152G501B	15	0		0	
	152G501C	15	13		13	
Total			129	102,2	129	79,8
Spinning reserve				26,8		49,2

3.2.2 Sistem Baru (Sistem PLN)

Pada sistem baru ini, digunakan dua Feeder PLN yaitu berasal dari GI Lomanis dan GI Semen dengan masing-masing Feeder menanggung beban sebesar 13 MW, dengan kata lain total beban yang ditanggung sistem baru atau sistem PLN ini adalah sebesar 26 MW. Beberapa beban non-esensial dari sistem eksisting dipindahkan ke sistem baru yang disuplai langsung oleh sumber PLN. Beban yang dipindahkan ke sistem baru masih terkopel dengan sistem eksisting melalui *Normally Open Circuit Breaker*. Sehingga bisa digunakan sebagai *back up* saat salah satu terjadi *outage*. Saat sumber PLN mati, beban yang ditanggungnya bisa

The diagram illustrates the existing power system configuration. It features two main power sources, PLN (A) and PLN (B), both rated at 8000 MVA and connected to a 13,8 kV bus. The system includes various loads and components:

- PLN (A) 8000 MVA**: Connected to a 13,8 kV bus via a transformer (Tr_INC_PLN (A) 40 MVA).
- PLN (B) 8000 MVA**: Connected to a 13,8 kV bus via a transformer (Tr_INC_PLN (B) 40 MVA).
- System Existing**: A section of the system with a generator symbol.
- Loads and Components**:
 - RFCC**: 15,9 MW.
 - Utility S/S**: 5,1 MW.
 - SPARE**: 2 MW.
 - LAB+SPARE+INT USE**: 4 MW.
 - Load Existing Fix**: 47,6 MW.
 - 025S11+80SS21A+200S11+200SS2+53SS11**: 16,1 MW.
 - ISOMAR**: 6,1 MW.

Location	Substation	Area (A)	Load (MW)
----------	------------	----------	-----------

--	--	--	--

Location	Substation	Arus (A)	Load (MW)
	90-SS-1	52,7	1
	80-SS-21B	163	3,4
	ISOMAR (100SS)	196,1	3,5
	02-SS-12	52,7	1,1
	LOAD INT USE SS PLN	4,3	0,08
	SPARE LOAD B	105,9	2
TOTAL (MW)			26,18

3.3 Sistem Distribusi di PT. Pertamina RU IV Cilacap

PT. Pertamina RU IV Cilacap menggunakan sistem jaringan distribusi radial. Sistem ini dinilai lebih ekonomis dan memudahkan dalam setting proteksi di dalamnya. Dari keseluruhan substation yang ada di RU IV Cilacap ini terbagi menjadi 3 sistem yang berdiri sendiri (*stand alone*), antara lain:

1. Area Eksisting, yakni terdiri dari substation area 50, area 500, dan area 05 yang dihubungkan dengan *Tie Transformer*, menggunakan standard ANSI.
2. Area RFCC, yaitu substation RFCC dengan hanya dua generator yang beroperasi (152G501A dan 152G501C), menggunakan standard IEC.
3. Area PLN, yaitu sistem baru yang disuplai langsung oleh dua Feeder PLN (GI Lomanis dan GI Semen), menggunakan standard IEC.

Sistem distribusi di PT. Pertamina RU IV Cilacap ini ditunjang pula oleh peralatan *tie transformer* yang menghubungkan substation satu dengan substation lainnya dan transformator jenis *step down* dengan tegangan utama 13,8 kV diturunkan menjadi 3,45 kV dan trafo jenis *step down* dengan tegangan 3,45 kV diturunkan menjadi 0,4 kV. Umumnya transformator distribusi ini menggunakan hubungan delta bintang dengan menggunakan pentanahan NGR.

Tie Transformer berfungsi untuk menghubungkan antar substation di Area Eksisting dengan kapasitas sebesar 16 MVA. Tabel 3.3 adalah data kapasitas *Tie transformer* pada area eksisting.

Tabel 3.3 Data Kapasitas *Tie Transformer* Sistem Eksisting

No	ID	MVA	kV	%Z	Hubungan	Location
1	50EE0101A	16	13,8/13,8	13,51	delta/delta	area 50 to 500
2	500EE0007	16	13,8/13,8	13,51	delta/delta	area 500 to 05

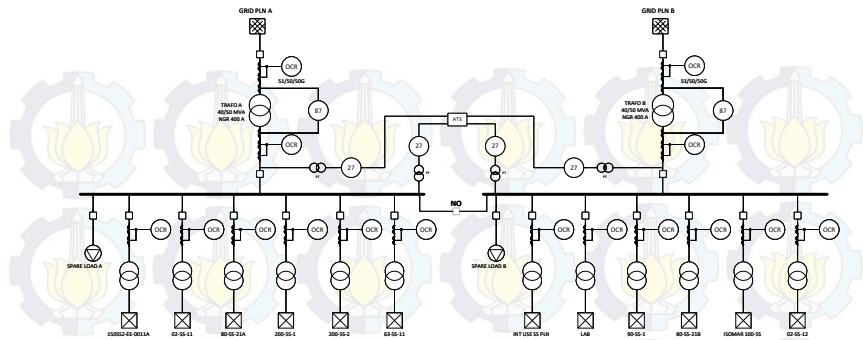
Pada sistem baru atau area PLN, terdapat dua transformator baru yang menghubungkan PLN dengan sistem. Kapasitas transformator disesuaikan dengan kebutuhan pembebanan saat kemungkinan terburuk terjadi, yaitu apabila salah satu sumber PLN mengalami gangguan (OFF), maka beban pada sistem baru seluruhnya ditanggung oleh satu Feeder PLN. Sehingga kapasitas masing-masing transformator yang digunakan harus mampu menanggung semua beban tersebut. Berikut Tabel 3.4 merupakan data kapasitas transformator baru yang digunakan pada sistem area PLN.

Tabel 3.4 Data Kapasitas Transformator pada Sistem Baru

No	ID	MVA	kV	%Z	Hubungan	NGR (A)
1	Trafo INC PLN (A)	40/50	150/13,8	11	wye solid / wye NGR	400
2	Trafo INC PLN (B)	40/50	150/13,8	11	wye solid / wye NGR	400

3.4 Sistem Pengaman

Sistem pengaman diperlukan untuk menjaga proses pengolahan dan produksi agar tidak terhenti atau terganggu. Untuk itu peralatan pengaman harus terkoordinasi dengan baik. Sehingga apabila ada gangguan secara tiba-tiba peralatan pengaman tersebut dapat mengisolir daerah gangguan secepat mungkin. Berikut ilustrasi *Single Line Diagram* PT. Pertamina RU IV Cilacap beserta peralatan pengaman terpasang ditunjukkan pada Gambar 3.4 di bawah ini.



Gambar 3.4 Ilustrasi SLD dan Peralatan Pengaman pada RU IV Cilacap

Jenis peralatan pengaman yang terdapat pada PT. Pertamina RU IV Cilacap dapat dilihat pada kode peralatan dibawah ini.

87 = Pengaman Diferensial

50/51 = Pengaman Arus Lebih (Fasa dan Ground)



BAB 4

HASIL SIMULASI DAN ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI PADA PT. PERTAMINA RU IV CILACAP

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap

Pemodelan sistem kelistrikan yang baru pada PT. Pertamina RU IV Cilacap dilakukan dengan cara membuat *single line diagram* pada *software* simulasi ETAP. Langkah awal pembuatan *single line diagram* tersebut adalah pengumpulan data yang meliputi data kabel, transformator, generator, motor, *bus*, relay *eksisting* dan sistem pentanahan.

Dari pembuatan *single line diagram* tersebut dapat diketahui sistem kelistrikan *eksisting* dan sistem kelistrikan baru akibat pemindahan beberapa beban untuk disuplai langsung oleh Grid PLN. Setelah pemodelan selesai, dilakukan studi hubung singkat untuk mengetahui nilai arus yang mengalir pada sistem dan selanjutnya dilakukan perhitungan koordinasi proteksi.

4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi pada Sistem PT. Pertamina RU IV Cilacap

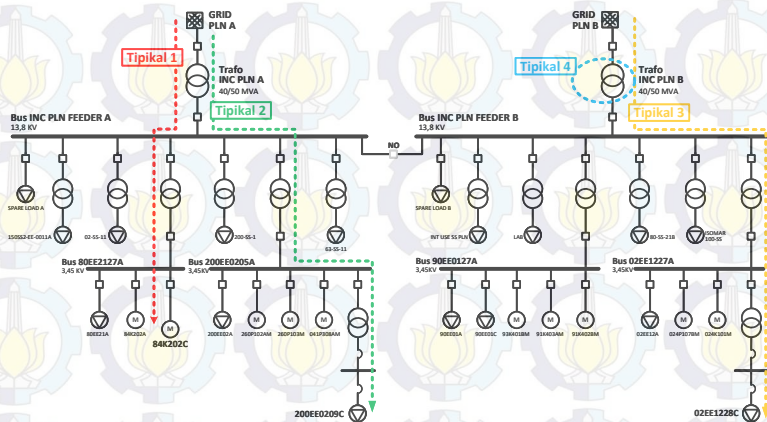
Untuk mempermudah dalam *setting* koordinasi relay, maka dipilih tipikal yang mewakili koordinasi pada sistem kelistrikan baru PT. Pertamina RU IV Cilacap. Berikut merupakan tipikal koordinasi yang ditampilkan dalam tugas akhir ini, antara lain:

- 1) Koordinasi relay arus lebih fasa (50/51) mulai relay motor 84K202C 3,45 kV hingga relay primer trafo INC PLN A 150 kV. Relay yang dikoordinasikan adalah relay E4-1, relay E4-0, relay E4, relay CB PLN A, dan relay CB29. Pemilihan tipikal ini berdasarkan koordinasi relay dari motor langsung menuju ke sumber PLN Feeder A.
- 2) Koordinasi relay arus lebih fasa (50/51) mulai relay beban 200EE0209C 0,4 kV hingga relay primer trafo INC PLN A 150 kV. Relay yang dikoordinasikan adalah LVCB E8-1-1A, LVCB

E8-1-1, relay E8-1, relay E8-0, relay E8, relay CB PLN A, dan relay CB29. Pemilihan tipikal ini berdasarkan koordinasi relay terpanjang pada beban sistem baru Feeder A.

- 3) Koordinasi relay arus lebih gangguan ke tanah (50G) mulai relay beban 02EE1228C 0,4 kV hingga relay primer trafo INC PLN B 150 kV. Relay yang dikoordinasikan adalah LVCB C5-1-1A, LVCB C5-1-1, relay C5-1, relay C5-0, relay C5, relay CB PLN B, dan relay CB37. Pemilihan tipikal ini berdasarkan koordinasi relay terpanjang pada beban sistem baru Feeder B.
- 4) Pemasangan relay pengaman diferensial trafo (87T) pada trafo INC PLN A. Penyetelan relay diferensial trafo ini menggunakan parameter setting I_{diff} dan setting slope (%).

Secara umum, tipikal koordinasi proteksi yang dibahas dalam tugas akhir ini dapat diilustrasikan melalui Gambar 4.1 berikut ini.



Gambar 4.1 Ilustrasi Tipikal Koordinasi Proteksi

4.3 Analisis Arus Gangguan Hubung Singkat

Dilakukan analisis hubung singkat (*short circuit*) menggunakan *software* ETAP sebagai dasar untuk menentukan *setting* relay arus lebih. Untuk perhitungan arus hubung singkat digunakan 2 parameter, yaitu hubung singkat maksimum dan hubung singkat minimum. Hubung singkat minimum adalah hubung singkat 2 fasa pada saat 30 cycle.

Sedangkan hubung singkat maksimum adalah hubung singkat 3 fasa pada saat $1/2$ cycle, 4 cycle dan 30 cycle. Pada analisis ini dilakukan pada bus-bus tipikal yang dipilih.

4.3.1 Hubung Singkat Minimum 30 cycle

Hubung singkat minimum ini digunakan sebagai batasan *pickup* (*setting*) relay arus lebih instan. Sehingga diharapkan apabila ada gangguan hubung singkat pada arus gangguan minimum, relay tersebut dapat bekerja dengan instan (*definite time*) atau sesuai dengan *time delay* yang telah ditentukan. Hasil dari simulasi hubung singkat minimum 30 cycle dilampirkan pada Tabel 4.1 di bawah ini.

Tabel 4.1 Data hubung singkat minimum 30 cycle

Bus		Arus Hubung Singkat Minimum (kA)
ID	Tegangan (kV)	
Bus71	150	26,60
INC PLN FEEDER (A)	13,8	15,58
Bus31	13,8	13,14
80EE12127A	3,45	15,69
Bus6	3,45	15,69
Bus34	13,8	12,50
200EE0205A	3,45	14,51
Bus75	3,45	14,51
200EE0208C	0,4	18,66
Bus74	0,4	18,66
Bus90	150	26,60
INC PLN FEEDER (B)	13,8	15,58
Bus28	13,8	13,07
90EE0127A	3,45	9,21
Bus68	3,45	9,21
Bus82	13,8	13,85
02EE1227A	3,45	8,72
Bus84	3,45	8,72
02EE1203C	0,4	12,28
Bus89	0,4	12,28

4.3.2 Hubung Singkat Maksimum 1/2 cycle, 4 cycle, dan 30 cycle

Hubung singkat maksimum 1/2 cycle digunakan untuk *setting* relay diferensial, hubung singkat ini digunakan karena relay diferensial bekerja pada saat 0,5-3 cycle. Hubung singkat maksimum 4 cycle digunakan untuk *setting* relay dengan *setting* waktu delay 0.08s-0.5s. Sedangkan hubung singkat maksimum 30 cycle digunakan untuk *setting* waktu delay 0.6s ke atas. Hubung singkat maksimum ini digunakan sebagai batasan arus hubung singkat terbesar yang mungkin terjadi. Hasil dari simulasi hubung singkat maksimum 1/2 cycle, 4 cycle, dan 30 cycle dilampirkan pada Tabel 4.2 di bawah ini.

Tabel 4.2 Data hubung singkat maksimum 1/2 cycle, 4 cycle, dan 30 cycle

Bus		Arus Hubung Singkat Maksimum (kA)		
ID	Tegangan (kV)	1/2 cycle	4 cycle	30 cycle
Bus71	150	30,72	30,72	30,72
INC PLN FEEDER (A)	13,8	17,99	17,99	17,99
Bus31	13,8	17,67	16,66	15,17
80EE2127A	3,45	18,94	18,63	18,12
Bus6	3,45	22,19	20,49	18,12
Bus34	13,8	16,88	15,96	14,43
200EE0205A	3,45	17,51	17,24	16,75
Bus75	3,45	20,01	18,49	16,75
200EE0208C	0,4	22,08	21,85	21,55
Bus74	0,4	22,94	22,20	21,55
Bus90	150	30,72	30,72	30,72
INC PLN FEEDER (B)	13,8	17,99	17,99	17,99
Bus28	13,8	17,17	16,15	15,10
90EE0127A	3,45	10,87	10,76	10,63
Bus68	3,45	11,55	10,97	10,63
Bus82	13,8	18,49	17,28	16,00
02EE1227A	3,45	10,30	10,20	10,07
Bus84	3,45	11,10	10,49	10,07
02EE1203C	0,4	14,40	14,27	14,18
Bus89	0,4	16,32	15,04	14,18

4.3.3 Hubung Singkat Gangguan ke Tanah

Hubung singkat gangguan ke tanah atau *short circuit* satu fasa ke tanah digunakan untuk *setting* relay arus lebih gangguan ke tanah. Hasil dari simulasi hubung singkat gangguan ke tanah dilampirkan pada Tabel 4.3 di bawah ini.

Tabel 4.3 Data hubung singkat gangguan ke tanah

Bus		Arus Hubung Singkat Gangguan ke Tanah (kA)
ID	Tegangan (kV)	
Bus71	150	30,68
INC PLN FEEDER (A)	13,8	0,4
Bus31	13,8	0,398
80EE2127A	3,45	0,399
Bus6	3,45	0,399
Bus34	13,8	0,397
200EE0205A	3,45	0,399
Bus75	3,45	0,399
200EE0208C	0,4	22,67
Bus74	0,4	22,67
Bus90	150	30,68
INC PLN FEEDER (B)	13,8	0,4
Bus28	13,8	0,398
90EE0127A	3,45	0,399
Bus68	3,45	0,399
Bus82	13,8	0,398
02EE1227A	3,45	0,398
Bus84	3,45	0,398
02EE1203C	0,4	15
Bus89	0,4	15

4.4 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa

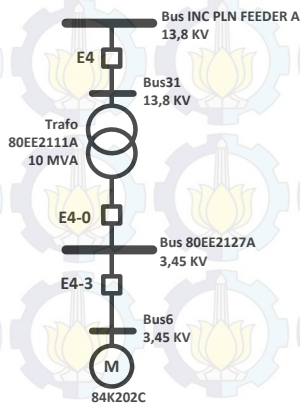
Koordinasi relay arus lebih gangguan fasa adalah pemilihan pada peralatan pengaman yang bertujuan untuk mengisolasi sistem yang terjadi gangguan arus lebih fasa saja. Gangguan dapat berupa *over load* maupun *short circuit*. Sehingga perancangan koordinasi proteksi yang tepat akan menjamin kehandalan dan kontinuitas proses industri.

Pada sistem koordinasi ini dilakukan pengaturan *setting* arus dan waktu pada relay arus lebih (50/51). Parameter yang dihitung adalah nilai *low set*, *high set*, dan *time dial*. Sedangkan untuk *time delay* dipilih *grading time* 0,2s antara relay utama dengan relay *back up* dengan harapan relay-relay tidak bekerja secara bersamaan saat terjadi gangguan.

Untuk memastikan ketepatan *setting* arus dan waktu yang telah dihitung, dilakukan plot *Time Current Curve* pada *Star-Protective Device Coordination* yang terdapat pada ETAP. Koordinasi relay yang baik dan benar harus memperhitungkan relay yang berada di atasnya atau dibawahnya agar tidak berpotongan. Relay pengaman harus memperhatikan pula arus *starting* motor dan arus pengisian (*inrush current*) pada trafo.

4.4.1 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 1

Untuk mempermudah analisis, tipikal koordinasi 1 dibagi menjadi dua bagian, yaitu tipikal 1a dan tipikal 1b. Pada Gambar 4.2 dibawah ini merupakan gambar tipikal 1a yang terdiri dari 3 *high voltage circuit breaker* (HVCB) yang digerakkan menggunakan relay. Relay yang dikoordinasikan antara lain Relay E4-3, Relay E4-0, dan Relay E4.



Gambar 4.2 Tipikal koordinasi 1a

Dalam penentuan *setting* arus dan waktu relay arus lebih, dilakukan perhitungan secara manual, sebagai berikut:

❖ Relay E4-3

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA motor 84K202C	: 306,7 A
<i>CT Ratio</i>	: 400 / 5
Isc min Bus6	: 15,69 kA (3,45 kV)
Isc max Bus6	: 20,49 kA (3,45 kV)

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA motor 84K202C} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA motor 84K202C}$$

$$1,05 \times 306,7 < \text{Iset} < 1,4 \times 306,7$$

$$322,04 < \text{Iset} < 429,38$$

$$\text{Dipilih Iset} = 360 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{360}{400} = 0,9$$

Time Dial

$$\text{Dipilih waktu operasi (t}_d\text{)} = 0,1 \text{ s}$$

$$t_d = \frac{0,14 \times \text{TDS}}{1 \times \left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{\text{Isc max Bus6}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,1 \times 1 \times \left[\left(\frac{17790}{0,9 \times 400} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS minimum} = 0,058$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,6

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA motor 84K202C} < I_{\text{set}} < 0,8 \times \text{Isc min Bus6}$$

$$1,6 \times 306,7 < I_{\text{set}} < 0,8 \times 15690$$

$$490,72 < I_{\text{set}} < 12552$$

Dipilih $I_{\text{set}} = 2400 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{\text{CT primary}} = \frac{2400}{400} = 6$$

Time Delay

Dipilih $\text{time delay} = 0,1 \text{ s}$

❖ Relay E4-0

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : Standard Inverse

FLA sec. Trafo 80EE2111A : 1673 A

Inrush Trafo 80EE2111A : 3347 A

CT Ratio : 2000 / 5

Isc min Bus 80EE2127A : 15,69 kA (3,45 kV)

Isc max Bus 80EE2127A : 18,63 kA (3,45 kV)

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA sec. Trafo 80EE2111A} < I_{\text{set}} < 1,4 \times \text{FLA sec. Trafo 80EE2111A}$$

$$1,05 \times 1673 < I_{\text{set}} < 1,4 \times 1673$$

$$1756,65 < I_{\text{set}} < 2342,2$$

Dipilih $I_{\text{set}} = 1900 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{\text{CT primary}} = \frac{1900}{2000} = 0,95$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,3 s

$$t_d = \frac{0,14 \times \text{TDS}}{1 \times \left[\left(\frac{I}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$TDS = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \max \text{ Bus } 80EE2127A}{\text{tap} \times CT_{primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,3 \times 1 \times \left[\left(\frac{17790}{(0,95 \times 2000)} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

TDS minimum = 0,098

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,2

Instantaneous Pickup

$1,6 \times \text{FLA sec. Trafo } 80EE2111A < I_{set} < 0,8 \times I_{sc} \min \text{ Bus } 80EE2127A$

$1,6 \times 1673 < I_{set} < 0,8 \times 15690$

$2676,8 < I_{set} < 12552$

Dipilih $I_{set} = 6000 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{6000}{2000} = 3$$

Time Delay

Dipilih $time \text{ delay} = 0,3s$

❖ Relay E4

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : Standard Inverse

FLA prim. Trafo 80EE2111A : 418,4 A

Inrush Trafo 80EE2111A : 3347 A

CT Ratio : 800 / 5

Isc min Bus31 : 13,14 kA (13,8 kV)

Isc max Bus31 : 16,66 kA (13,8 kV)

Isc max Bus 80EE2127A : 18,63 kA (3,45 kV)

$$\Rightarrow \text{Konversi ke 13,8 kV} : 18,63 \times \left(\frac{3,45}{13,8} \right) = 4,66 \text{ kA}$$

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA prim. Trafo 80EE2111A} < I_{set} < 1,4 \times \text{FLA prim. Trafo 80EE2111A}$$

$$1,05 \times 418,4 < I_{set} < 1,4 \times 418,4$$

$$439,32 < I_{set} < 585,76$$

Dipilih $I_{set} = 480 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{480}{800} = 0,6$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,1 s

$$t_d = \frac{0,14 \times \text{TDS}}{1 \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ max Bus31}}{\text{tap} \times CT_{primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,1 \times 1 \times \left[\left(\frac{15932}{(0,6 \times 800)} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS minimum} = 0,052$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,3

Instantaneous Pickup

$$I_{sc} \text{ max Bus 80EE2127A} < I_{set} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min Bus31}$$

$$4660 < I_{set} < 0,8 \times 13140$$

$$4660 < I_{set} < 10512$$

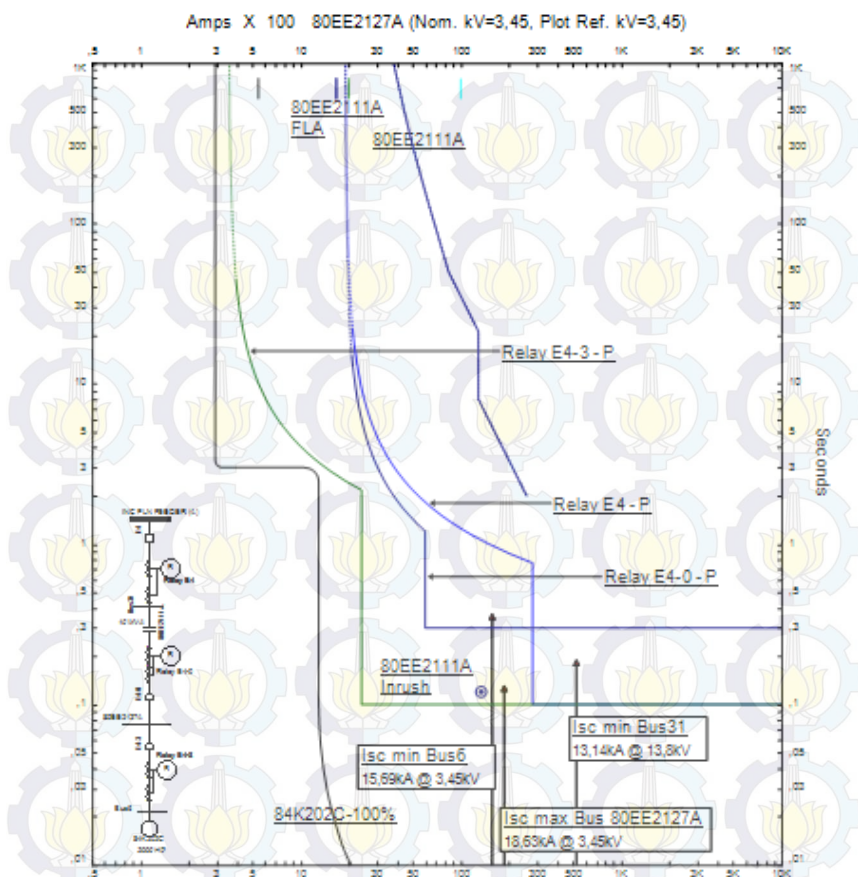
Dipilih Iset = 7000 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT}_{\text{primary}}} = \frac{7000}{800} = 8,75$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,1s

Berdasarkan hasil perhitungan di atas maka dilakukan plot TCC untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih tepat. Hasil plot TCC tipikal 1a ditunjukkan pada Gambar 4.3 berikut.



Gambar 4.3 Hasil *plot* setting relay pada tipikal 1a

Selanjutnya untuk melihat waktu urutan kerja relay, maka ditampilkan *sequence of operation events*. Berikut Gambar 4.4 menunjukkan urutan kerja relay tipikal 1a saat terjadi gangguan fasa pada motor 84K202C (Bus6).

Sequence-of-Operation Events - Output Report: 3P - BusB

3Phase [Symmetrical] fault on bus: BusB

Data Rev: Base Config: PLN-LF-01 Date: 12-15-2016

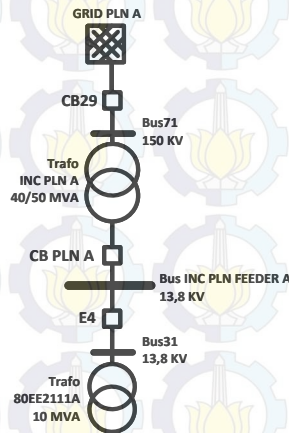
Time (ms)	ID	II (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
100	Relay E4-3	17.79	100		Phase - OC1 - 50
200	E4-3		100		Tripped by Relay E4-3 Phase - OC1 - 50
300	Relay E4-0	17.79	300		Phase - OC1 - 50
400	E4-0		100		Tripped by Relay E4-0 Phase - OC1 - 50
880	Relay E4	4.942	880		Phase - OC1 - 51
960	E4		100		Tripped by Relay E4 Phase - OC1 - 51
1451	Relay CB PLN	4.942	1451		Phase - OC1 - 51
1551	CB INC PLN		100		Tripped by Relay CB PLN A Phase - OC1 - 51
1816	Relay CB29	0.455	1816		Phase - OC1 - 51
1916	CB29		100		Tripped by Relay CB29 Phase - OC1 - 51

Gambar 4.4 Urutan kerja relay tipikal 1a

Berdasarkan hasil *plot* pada Gambar 4.3, dapat disimpulkan bahwa:

- Relay E4-3 berfungsi sebagai pelindung motor 84K202C dari kondisi arus lebih beban penuh (*overload*) maupun pada saat *starting* motor. Selain itu relay ini berfungsi juga untuk mengamankan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada motor.
- Relay E4-0 berfungsi sebagai pelindung trafo 80EE2111A pada sisi sekunder terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada *bus* 80EE2127A. Selain itu relay ini berfungsi juga sebagai *backup* relay E4-3 apabila gagal bekerja. Apabila terjadi arus hubung singkat maksimum pada *bus* 80EE2127A, maka relay ini tetap bekerja terlebih dahulu.
- Relay E4 berfungsi sebagai pelindung trafo 80EE2111A pada sisi primer terhadap arus lebih beban penuh. Selain itu relay ini berfungsi juga sebagai pelindung *bus* INC PLN FEEDER A ketika terjadi arus lebih hubung singkat pada terminal trafo 80EE2111A sisi primer dan sebagai *backup* relay E4-0 apabila gagal bekerja. Pada saat trafo 80EE2111A mengalami *inrush* maka relay ini tidak bekerja.

Pada Gambar 4.5 dibawah ini adalah gambar tipikal 1b yang terdiri dari 2 HVCB baru dan 1 HVCB pada tipikal 1a. Relay yang dikoordinasikan adalah relay E4, relay CB PLN A, dan relay CB29.



Gambar 4.5 Tipikal koordinasi 1b

Dilakukan perhitungan manual untuk setting arus dan waktu relay, sebagai berikut:

❖ Relay CB PLN A

Manufacturer : ALSTOM
Model : P343
Curve Type : Standard Inverse
 FLA sec. Trafo INC PLN A : 1673 A
 Inrush Trafo INC PLN A : 1540 A
 CT Ratio : 2000 / 5
 Isc min Bus INC PLN FEEDER A : 15,58 kA (13,8 kV)
 Isc max Bus INC PLN FEEDER A : 17,99 kA (13,8 kV)

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA sec. Trafo INC PLN A} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{Isc Min sec. Trafo INC PLN A}$
 $1,05 \times 1673 < \text{Iset} < 1,4 \times 1673$
 $1756,65 < \text{Iset} < 2342,2$

Dipilih Iset = 1900 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT}_{\text{primary}}} = \frac{1900}{2000} = 0,95$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,3 s

$$t_d = \frac{0,14 \times \text{TDS}}{1 \times \left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{\text{Isc max Bus INC PLN FEEDER A}}{\text{tap} \times \text{CT}_{\text{primary}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,3 \times 1 \times \left[\left(\frac{18895}{0,95 \times 2000} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

TDS minimum = 0,101

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,2

Instantaneous Pickup

$1,6 \times \text{FLA sec. Trafo INC PLN A} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min Bus INC PLN FEEDER A}$

$1,6 \times 1673 < \text{Iset} < 0,8 \times 15580$

$2676,8 < \text{Iset} < 12464$

Dipilih Iset = 9000 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT}_{\text{primary}}} = \frac{9000}{2000} = 4,5$$

Time Delay

Dipilih time delay = 0,3s

❖ Relay CB29

Manufacturer : ALSTOM
Model : P343
Curve Type : *Standard Inverse*
 FLA prim. Trafo INC PLN A : 154 A
 Inrush Trafo INC PLN A : 1540 A
 CT Ratio : 250 / 5
 Isc min Bus71 : 26,60 kA (150 kV)
 Isc max Bus71 : 30,72 kA (150 kV)
 Isc max Bus INC PLN FEEDER A : 17,99 kA (13,8 kV)

\Rightarrow Konversi ke 150 kV : $17,99 \times \left(\frac{13,8}{150}\right) = 1,655 \text{ kA}$

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA prim. Trafo INC PLN A} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA prim. Trafo INC PLN A}$

$1,05 \times 154 < \text{Iset} < 1,4 \times 154$

$161,7 < \text{Iset} < 215,6$

Dipilih Iset = 175 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{175}{250} = 0,7$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,1 s

$$t_d = \frac{0,14 \times \text{TDS}}{1 \times \left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{\text{Isc max Bus71}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,1 \times 1 \times \left[\left(\frac{32255}{0,7 \times 250} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS minimum} = 0,079$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,25

Instantaneous Pickup

Isc max Bus INC PLN FEEDER A < Iset < 0,8 × Isc min Bus71

$$1655 < \text{Iset} < 0,8 \times 26600$$

$$4660 < \text{Iset} < 21280$$

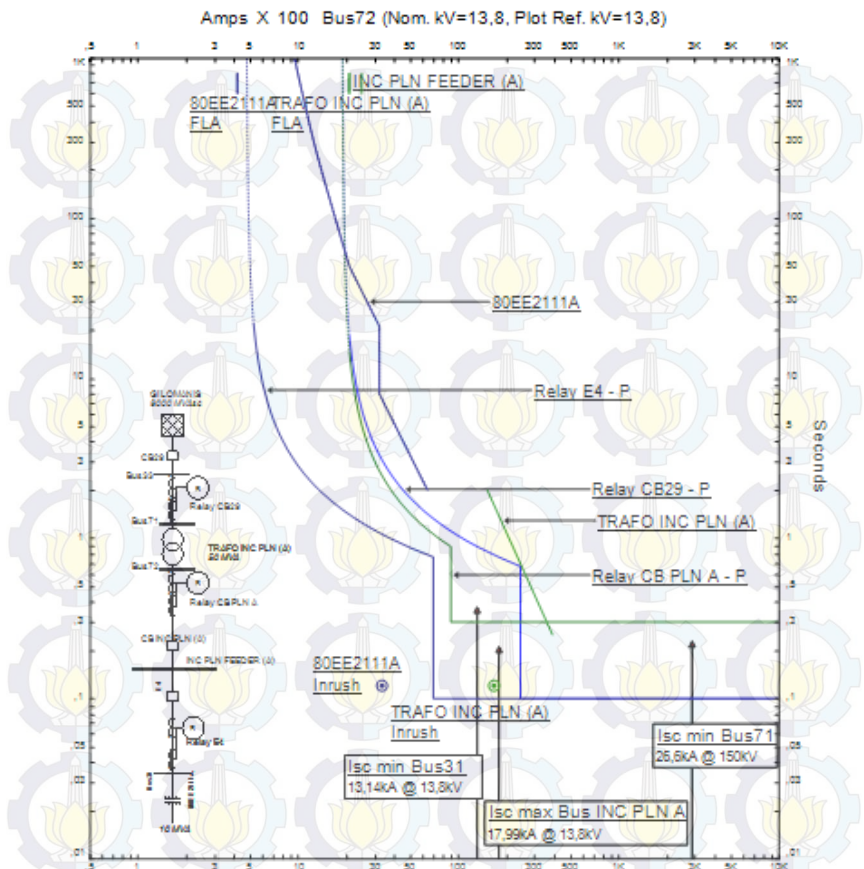
Dipilih Iset = 2250 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT}_{\text{primary}}} = \frac{2250}{250} = 9$$

Time Delay

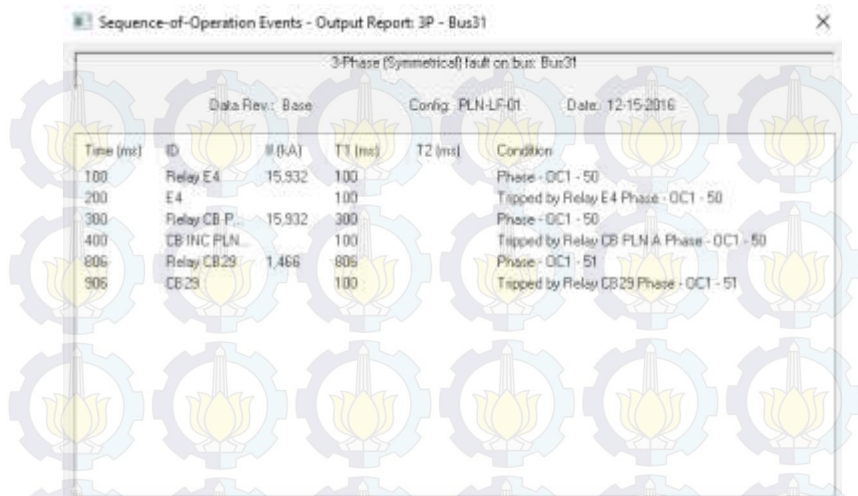
Dipilih *time delay* = 0,1s

Berdasarkan hasil perhitungan di atas maka dilakukan plot TCC untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih tepat. Hasil plot TCC tipikal 1b ditunjukkan pada Gambar 4.6 berikut.



Gambar 4.6 Hasil *plot* setting relay pada tipikal 1b

Selanjutnya untuk melihat waktu urutan kerja relay, maka ditampilkan *sequence of operation events*. Berikut Gambar 4.7 menunjukkan urutan kerja relay tipikal 1b saat terjadi gangguan fasa pada trafo 80EE2111A (Bus31).



Gambar 4.7 Urutan kerja relay tipikal 1b

Berdasarkan hasil *plot* pada Gambar 4.6, dapat disimpulkan bahwa:

- Relay CB INC PLN A berfungsi sebagai pelindung trafo INC PLN A pada sisi sekunder terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada *bus* INC PLN FEEDER A. Selain itu relay ini berfungsi juga sebagai *backup* relay E4 apabila gagal bekerja. Apabila terjadi arus hubung singkat maksimum pada *bus* INC PLN FEEDER A, maka relay ini tetap bekerja terlebih dahulu.
- Relay CB29 berfungsi sebagai pelindung trafo INC PLN A pada sisi primer terhadap arus lebih beban penuh. Selain itu relay ini berfungsi juga sebagai pelindung *bus* PLN ketika terjadi arus lebih hubung singkat pada terminal trafo INC PLN A sisi primer dan sebagai *backup* relay CB PLN A apabila gagal bekerja. Pada saat trafo INC PLN A mengalami *inrush* maka relay ini tidak bekerja.

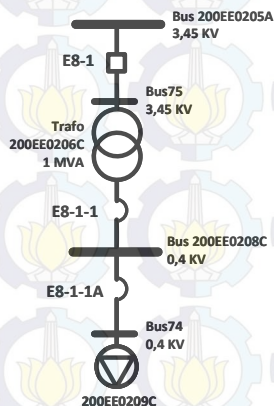
Untuk lebih memperjelas koordinasi relay pengamanan yang bekerja, Tabel 4.4 menunjukkan urutan kerja relay saat *bus-bus* pada tipikal 1 diberi gangguan hubung singkat minimum.

Tabel 4.4 Koordinasi relay saat gangguan di bus tipikal 1

Bus Fault	Relay yang bekerja					
	Utama	Arus (kA)	Waktu (s)	Backup	Arus (kA)	Waktu (s)
Motor 84K202C (Bus6)	E4-3	15,407	0,1	E4-0	15,407	0,3
Bus 80EE2127A	E4-0	15,407	0,3	E4	4,942	0,88
Trafo 80EE2111A (Bus31)	E4	13,797	0,1	CB PLN A	13,797	0,3
Bus INC PLN FEEDER A	CB PLN A	16,363	0,3	CB29	1,505	0,796
Trafo INC PLN A (Bus71)	CB29	27,934	0,1			

4.4.2 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 2

Untuk mempermudah analisis, tipikal koordinasi 2 dibagi menjadi tiga bagian, yaitu tipikal 2a, tipikal 2b, dan tipikal 2c. Pada Gambar 4.8 dibawah ini merupakan gambar tipikal 2a yang terdiri dari 2 *low voltage circuit breaker* (LVCB) dan 1 *high voltage circuit breaker* (HVCB). Pada LVCB tidak menggunakan relay, sehingga *setting* dimasukkan pada LVCBnya langsung. Sedangkan pada HVCB menggunakan relay. Pengaman yang dikoordinasikan adalah LVCB E8-1-1A, LVCB E8-1-1, dan relay E8-1.



Gambar 4.8 Tipikal koordinasi 2a

Dalam penentuan setting arus dan waktu relay arus lebih, dilakukan perhitungan secara manual, sebagai berikut:

❖ **LVCB E8-1-1A**

<i>Manufacturer</i>	: Westing House
<i>Model</i>	: RMS 510 Series DS
<i>FLA lump 200EE0209C</i>	: 245,4 A
<i>Isc min Bus74</i>	: 18,66 kA (0,4 kV)
<i>Isc max Bus74</i>	: 22,2 kA (0,4 kV)
<i>Sensor</i>	: 300
<i>Rating plug</i>	: 300

Long Time Pick Up

$$1,05 \times \text{FLA lump 200EE0209C} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA lump 200EE0209C}$$

$$1,05 \times 245,4 < \text{Iset} < 1,4 \times 245,4$$

$$257,67 < \text{Iset} < 343,56$$

$$\text{Dipilih Iset} = 285 \text{ A}$$

$$\text{LT Pick Up} = \frac{\text{Iset}}{\text{Rating Plug}} = \frac{285}{300} = 0,95$$

Long Time Band

$$\text{Dipilih LT Band} = 4$$

Short Time Pick Up

$$1,6 \times \text{FLA lump 200EE0209C} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc Min Bus74}$$

$$1,6 \times 245,4 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 18660$$

$$392,64 \leq \text{Iset} \leq 14928$$

$$\text{Dipilih Iset} = 2850 \text{ A, sehingga ST pick Up: S2(10)}$$

Short Time Band

$$\text{Dipilih ST Band (time delay)} = 0,1\text{s}$$

❖ **LVCB E8-1-1**

<i>Manufacturer</i>	: Westing House
<i>Model</i>	: RMS 510 Series DS
<i>FLA sec. Trafo 200EE0206C</i>	: 1339 A
<i>Isc min Bus 200EE0208C</i>	: 18,66 kA (0,4 kV)
<i>Isc max Bus 200EE0208C</i>	: 21,85 kA (0,4 kV)

Sensor : 1600

Rating plug : 1600

Long Time Pick Up

$1,05 \times FLA \text{ sec. Trafo } 200EE0206C < I_{set} < 1,4 \times FLA \text{ sec. Trafo } 200EE0206C$

$1,05 \times 1339 < I_{set} < 1,4 \times 1339$

$1515,15 < I_{set} < 2020,2$

Dipilih $I_{set} = 1600 \text{ A}$

$$LT \text{ Pick Up} = \frac{I_{set}}{\text{Rating Plug}} = \frac{1600}{1600} = 1$$

Long Time Band

Dipilih LT Band = 2

Short Time Pick Up

$1,6 \times FLA \text{ sec. Trafo } 200EE0206C < I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ Min Bus } 200EE0208C$

$1,6 \times 1339 < I_{set} \leq 0,8 \times 18660$

$2308,8 < I_{set} \leq 14928$

Dipilih $I_{set} = 9600 \text{ A}$

$$ST \text{ Pick Up} = \frac{I_{set}}{\text{Rating Plug}} = \frac{9600}{1600} = 6$$

Short Time Band

Dipilih ST Band (time delay) = 0,3s

❖ **Relay E8-1**

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : Standard Inverse

FLA prim. Trafo 200EE0206C: 167,3 A

Inrush Trafo 200EE0206C : 1339 A

CT Ratio : 400 / 5

Isc min Bus75 : 14,51 kA (3,45 kV)

Isc max Bus75 : 18,49 kA (3,45 kV)

Isc max Bus 200EE0208C : 21,85 kA (0,4 kV)

$$\Rightarrow \text{Konversi ke 3,45 kV} : 21,85 \times \left(\frac{0,4}{3,45} \right) = 2,533 \text{ kA}$$

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA prim. Trafo 200EE0206C} < I_{set} < 1,4 \times \text{FLA prim. Trafo 200EE0206C}$$

$$1,05 \times 167,3 < I_{set} < 1,4 \times 167,3$$

$$175,67 < I_{set} < 234,22$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = 200 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{\text{CT}_{primary}} = \frac{200}{400} = 0,5$$

Time Dial

$$\text{Dipilih waktu operasi } (t_d) = 0,1 \text{ s}$$

$$t_d = \frac{0,14 \times \text{TDS}}{1 \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{\text{Isc max Bus75}}{\text{tap} \times \text{CT}_{primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,1 \times 1 \times \left[\left(\frac{16473}{0,5 \times 400} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS minimum} = 0,066$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,3

Instantaneous Pickup

$$\text{Isc max Bus 200EE0208C} < I_{set} < 0,8 \times \text{Isc min Bus75}$$

$$2533 < I_{set} < 0,8 \times 14510$$

$$2533 < I_{set} < 11608$$

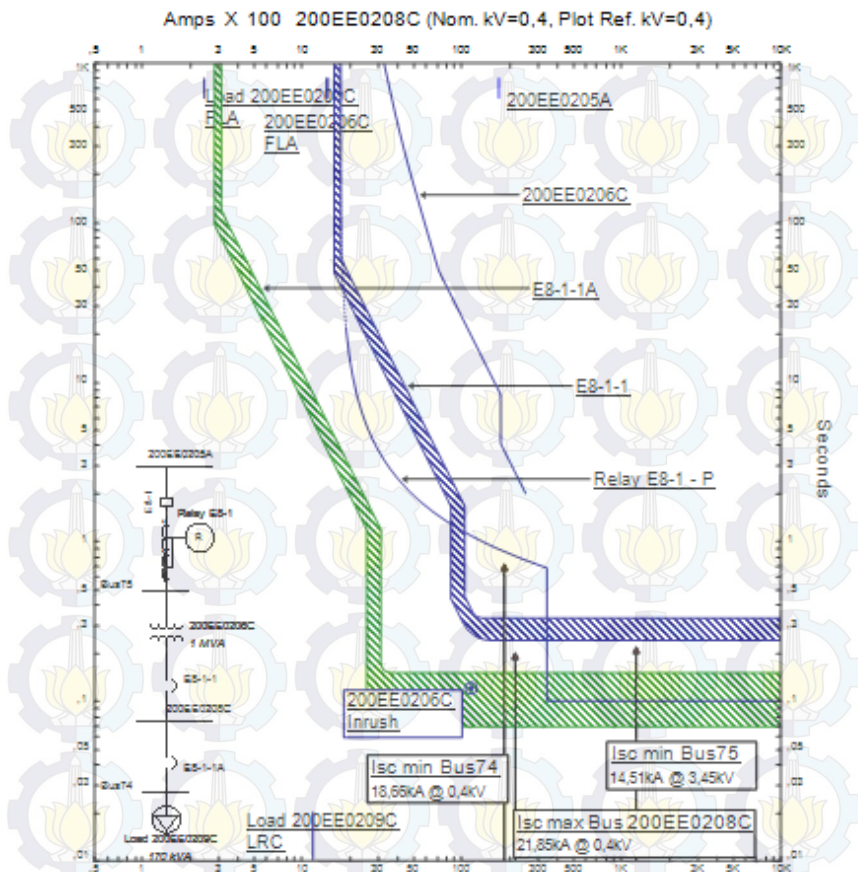
Dipilih $I_{set} = 4000 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{4000}{400} = 10$$

Time Delay

Dipilih $time\ delay = 0,1s$

Berdasarkan hasil perhitungan di atas maka dilakukan plot TCC untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih tepat. Hasil plot TCC tipikal 2a ditunjukkan pada Gambar 4.9 berikut.



Gambar 4.9 Hasil *plot* setting relay pada tipikal 2a

Selanjutnya untuk melihat waktu urutan kerja relay, maka ditampilkan *sequence of operation events*. Berikut Gambar 4.10 menunjukkan urutan kerja relay tipikal 2a saat terjadi gangguan fasa pada beban 200EE0209C (Bus74).

Sequence-of-Operation Events - Output Report: 3P - Bus74

3Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus74

Data Rev.: Base Config: PLN-LF-01 Date: 12-15-2016

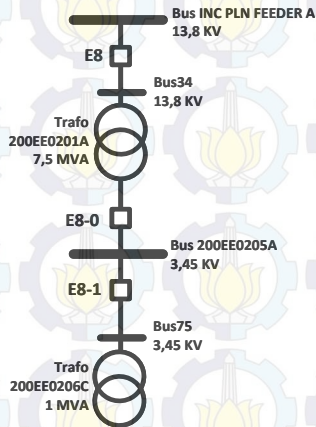
Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
150	E8-1-1A	22.398	69.0	150	Phase
330	E8-1-1	22.398	240	330	Phase
798	Relay E8-1	2.597	798		Phase - OC1 - 51
898	E8-1		100		Tripped by Relay E8-1 Phase - OC1 - 51
2200	Relay E8-0	2.597	2200		Phase - OC1 - 51
2300	E8-0		100		Tripped by Relay E8-0 Phase - OC1 - 51
3001	Relay E8	0.721	3001		Phase - OC1 - 51
3101	E8		100		Tripped by Relay E8 Phase - OC1 - 51

Gambar 4.10 Urutan kerja relay tipikal 2a

Berdasarkan hasil *plot* pada Gambar 4.9, dapat disimpulkan bahwa:

- LVCB E8-1-1A berfungsi sebagai pelindung beban 200EE0209C terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada beban tersebut (Bus74).
- LVCB E8-1-1 berfungsi sebagai pelindung trafo 200EE0206C pada sisi sekunder terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada bus 200EE0208C. Selain itu LVCB ini berfungsi juga sebagai *backup* LVCB E8-1-1A apabila gagal bekerja. Apabila hubung singkat terjadi pada bus 200EE0208C, maka LVCB ini bekerja terlebih dahulu.
- Relay E8-1 berfungsi sebagai trafo 200EE0206C pada sisi primer terhadap arus lebih beban penuh. Selain itu relay ini juga berfungsi sebagai pelindung bus 200EE0205A ketika terjadi arus lebih hubung singkat pada terminal trafo 200EE0206C sisi primer (Bus75) dan sebagai *back up* LVCB E8-1-1 apabila gagal bekerja. Pada saat trafo 200EE0206C mengalami *inrush* maka relay ini tidak bekerja.

Pada Gambar 4.11 dibawah ini merupakan gambar tipikal 2b yang terdiri dari 2 HVCB baru dan 1 HVCB pada tipikal 2a. Relay yang dikoordinasikan antara lain Relay E8-1, Relay E8-0, dan Relay E8.



Gambar 4.11 Tipikal koordinasi 2b

Dalam penentuan setting arus dan waktu relay arus lebih, dilakukan perhitungan secara manual, sebagai berikut:

❖ Relay E8-0

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA sec. Trafo 200EE0201A	: 1255 A
Inrush Trafo 200EE0201A	: 2510 A
CT Ratio	: 1500 / 5
Isc min Bus 200EE0205A	: 14,51 kA (3,45 kV)
Isc max Bus 200EE0205A	: 17,24 kA (3,45 kV)

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA sec. Trafo 200EE0201A} < I_{set} < 1,4 \times \text{FLA sec. Trafo 200EE0201A}$$

$$1,05 \times 1255 < I_{set} < 1,4 \times 1255$$

$$1317,75 < I_{set} < 1757$$

Dipilih Iset = 1380 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{1380}{1500} = 0,92$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,3 s

$$t_d = \frac{0,14 \times \text{TDS}}{1 \times \left[\left(\frac{\text{I}}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{\text{I}}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{\text{Isc max Bus 200EE0205A}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,3 \times 1 \times \left[\left(\frac{16473}{(0,92 \times 1500)} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

TDS minimum = 0,109

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,2

Instantaneous Pickup

$1,6 \times \text{FLA sec. Trafo 200EE0201A} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min Bus 200EE0205A}$

$1,6 \times 1255 < \text{Iset} < 0,8 \times 14510$

$2008 < \text{Iset} < 11608$

Dipilih Iset = 7500 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{7500}{1500} = 5$$

Time Delay

Dipilih time delay = 0,3s

❖ Relay E8

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : *Standard Inverse*

FLA prim. Trafo 200EE0201A: 313,8 A

Inrush Trafo 200EE0201A : 2510 A

CT Ratio : 600 / 5

Isc min Bus34 : 12,5 kA (13,8 kV)

Isc max Bus34 : 15,96 kA (13,8 kV)

Isc max Bus 200EE0205A : 17,24 kA (3,45 kV)

⇒ Konversi ke 13,8 kV : $17,24 \times \left(\frac{3,45}{13,8} \right) = 4,31 \text{ kA}$

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA prim. Trafo 200EE0201A} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA prim.}$

Trafo 200EE0201A

$1,05 \times 313,8 < \text{Iset} < 1,4 \times 313,8$

$329,49 < \text{Iset} < 439,32$

Dipilih Iset = 360 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{360}{600} = 0,6$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,1 s

$$t_d = \frac{0,14 \times \text{TDS}}{1 \times \left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times 1 \times \left[\left(\frac{\text{Isc max Bus34}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,1 \times 1 \times \left[\left(\frac{15155}{0,6 \times 800} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS \text{ minimum} = 0,055$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,3

Instantaneous Pickup

$$I_{sc} \text{ max Bus 200EE0205A} < I_{set} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min Bus34}$$

$$4310 < I_{set} < 0,8 \times 12500$$

$$4310 < I_{set} < 10000$$

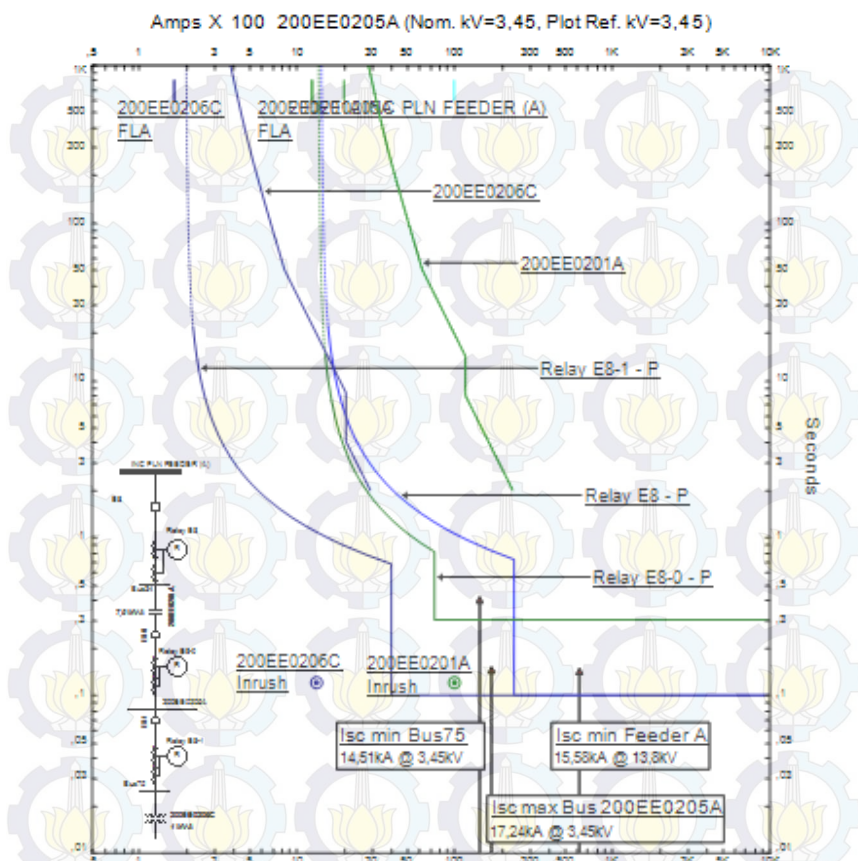
$$\text{Dipilih } I_{set} = 6000 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{6000}{600} = 10$$

Time Delay

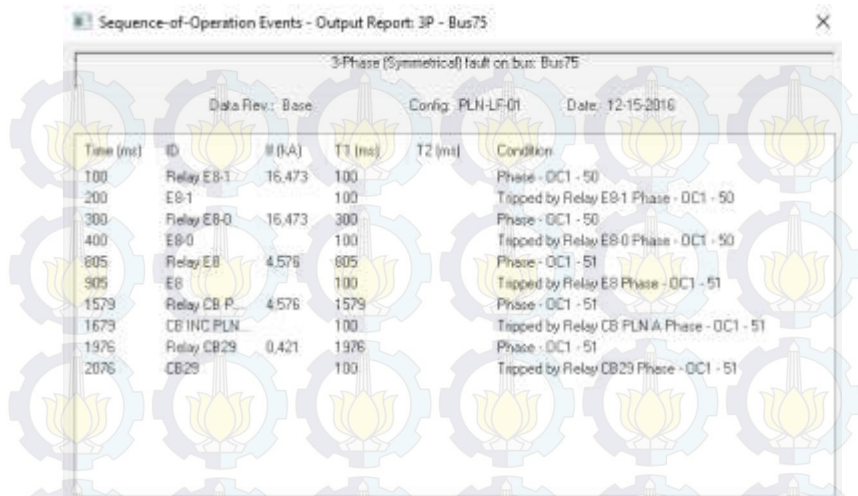
$$\text{Dipilih } time \text{ delay} = 0,1s$$

Berdasarkan hasil perhitungan di atas maka dilakukan plot TCC untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih tepat. Hasil plot TCC tipikal 2b ditunjukkan pada Gambar 4.12 berikut.



Gambar 4.12 Hasil plot setting relay pada tipikal 2b

Selanjutnya untuk melihat waktu urutan kerja relay, maka ditampilkan *sequence of operation events*. Berikut Gambar 4.13 menunjukkan urutan kerja relay tipikal 2b saat terjadi gangguan fasa pada trafo 200EE0206C (Bus75).

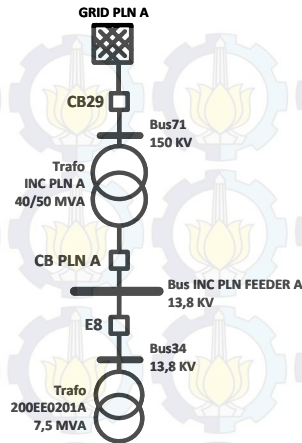


Gambar 4.13 Urutan kerja relay tipikal 2b

Berdasarkan hasil *plot* pada Gambar 4.12, dapat disimpulkan bahwa:

- Relay E8-0 berfungsi sebagai pelindung trafo 200EE0201A pada sisi sekunder terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada bus 200EE0205A. Selain itu relay ini berfungsi juga sebagai *backup* relay E8-1 apabila gagal bekerja. Apabila terjadi arus hubung singkat maksimum pada bus 200EE0205A, maka relay ini tetap bekerja terlebih dahulu.
- Relay E8 berfungsi sebagai pelindung trafo 200EE0201A pada sisi primer terhadap arus lebih beban penuh. Selain itu relay ini berfungsi juga sebagai pelindung bus INC PLN FEEDER A ketika terjadi arus lebih hubung singkat pada terminal trafo 200EE0201A sisi primer dan sebagai *backup* relay E8-0 apabila gagal bekerja. Pada saat trafo 200EE0201A mengalami *inrush* maka relay ini tidak bekerja.

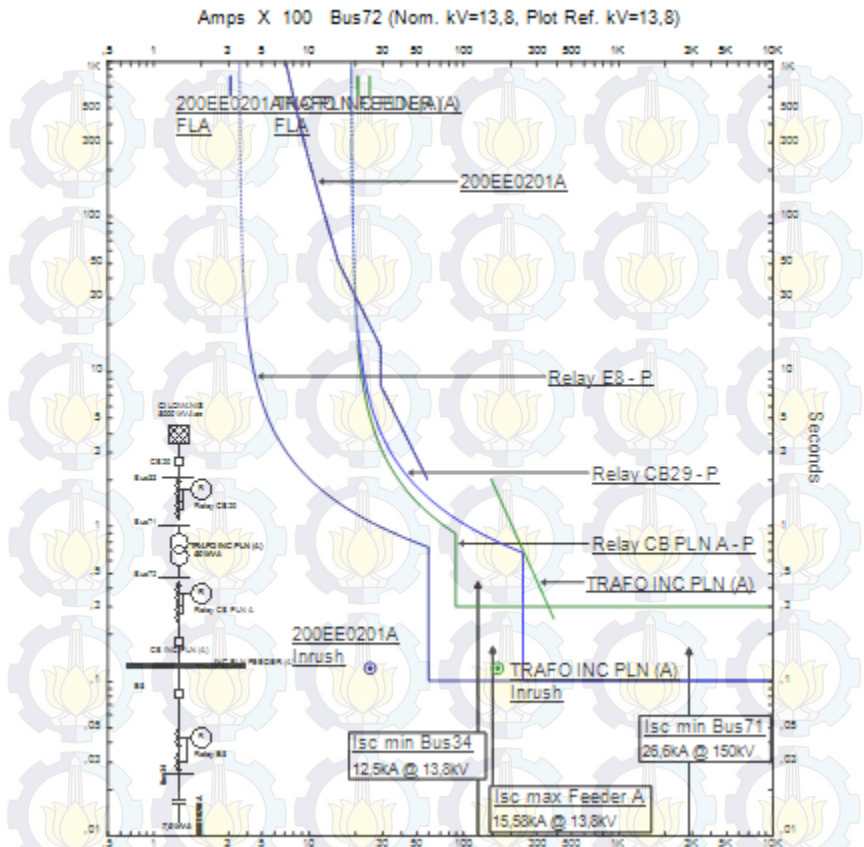
Pada Gambar 4.14 dibawah ini adalah gambar tipikal 2c yang terdiri dari 2 HVCB seperti pada tipikal 1b dan 1 HVCB seperti pada tipikal 2b. Relay yang dikoordinasikan adalah relay E8, relay CB PLN A, dan relay CB29.



Gambar 4.14 Tipikal koordinasi 2c

Perhitungan manual setting relay pada tipikal 2c tidak perlu dilakukan lagi karena perhitungan relay E8 sudah dipaparkan pada tipikal 2b, sedangkan relay CB PLN A dan relay CB29 telah dihitung pada tipikal 1b.

Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan maka dilakukan plot TCC untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih tepat. Hasil plot TCC tipikal 2c ditunjukkan pada Gambar 4.15 berikut.



Gambar 4.15 Hasil plot setting relay pada tipikal 2c

Selanjutnya untuk melihat waktu urutan kerja relay, maka ditampilkan *sequence of operation events*. Berikut Gambar 4.16 menunjukkan urutan kerja relay tipikal 2c saat terjadi gangguan fasa pada trafo 200EE0201A (Bus34).

Sequence-of-Operation Events - Output Report: 3P - Bus34

3Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus34

Data Rev.: Base Config: PLN-LF-01 Date: 12-15-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
100	Relay E8	15,155	100		Phase - OC1 - 50
200	E8		100		Tripped by Relay E8 Phase - OC1 - 50
300	Relay CB INC PLN	15,155	300		Phase - OC1 - 50
400	CB INC PLN		100		Tripped by Relay CB INC PLN A Phase - OC1 - 50
826	Relay CB29	1,394	826		Phase - OC1 - 51
926	CB29		100		Tripped by Relay CB29 Phase - OC1 - 51

Gambar 4.16 Urutan kerja relay tipikal 2c

Berdasarkan hasil *plot* pada Gambar 4.15, dapat disimpulkan bahwa:

- Relay CB INC PLN A berfungsi sebagai pelindung trafo INC PLN A pada sisi sekunder terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada bus INC PLN FEEDER A. Selain itu relay ini berfungsi juga sebagai *backup* relay E8 apabila gagal bekerja. Apabila terjadi arus hubung singkat maksimum pada bus INC PLN FEEDER A, maka relay ini tetap bekerja terlebih dahulu.

Untuk lebih memperjelas koordinasi relay pengaman yang bekerja, Tabel 4.5 menunjukkan urutan kerja relay saat bus-bus pada tipikal 2 diberi gangguan hubung singkat minimum.

Tabel 4.5 Koordinasi relay saat gangguan di bus tipikal 2

Bus Fault	Relay yang bekerja					
	Utama	Arus (kA)	Waktu (s)	Backup	Arus (kA)	Waktu (s)
Lump 200EE0209C (Bus74)	E8-1-1A	19,397	0,1	E8-1-1	19,397	0,3
Bus 200EE0208C	E8-1-1	19,397	0,3	E8-1	2,597	0,796

Bus Fault	Relay yang bekerja					
	Utama	Arus (kA)	Waktu (s)	Backup	Arus (kA)	Waktu (s)
Trafo 200EE0206C (Bus75)	E8-1	14,266	0,1	E8-0	14,266	0,3
Bus 200EE0205A	E8-0	14,266	0,3	E8	4,576	0,805
Trafo 200EE0201A (Bus34)	E8	13,124	0,1	CB PLN A	13,124	0,3
Bus INC PLN FEEDER A	CB PLN A	16,363	0,3	CB29	1,505	0,796
Trafo INC PLN A (Bus71)	CB29	27,934	0,1			

4.5 Koordinasi Relay Arus lebih Gangguan ke Tanah

Gangguan fasa ke tanah merupakan gangguan yang sering terjadi pada sistem tenaga listrik. Untuk itu diperlukannya koordinasi relay arus lebih gangguan ke tanah dengan tujuan agar tercapai keandalan sistem dalam penyaluran tenaga listrik dan keselamatan tenaga kerjanya.

Pada koordinasi relay arus lebih gangguan ke tanah dilakukan perhitungan terhadap *Instantaneous Pickup* dan pemilihan pada *time delay*nya saja. *Setting* arus untuk relay arus lebih gangguan ke tanah dipilih sekecil mungkin agar pada saat awal terjadinya gangguan ke tanah juga dapat diamankan. Pada perhitungan ini dipilih *setting* arus 18A. Waktu *grading* yang diset sebesar 0,2 detik antara relay utama dengan relay *back up*.

4.5.1 Koordinasi Relay Arus lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 3

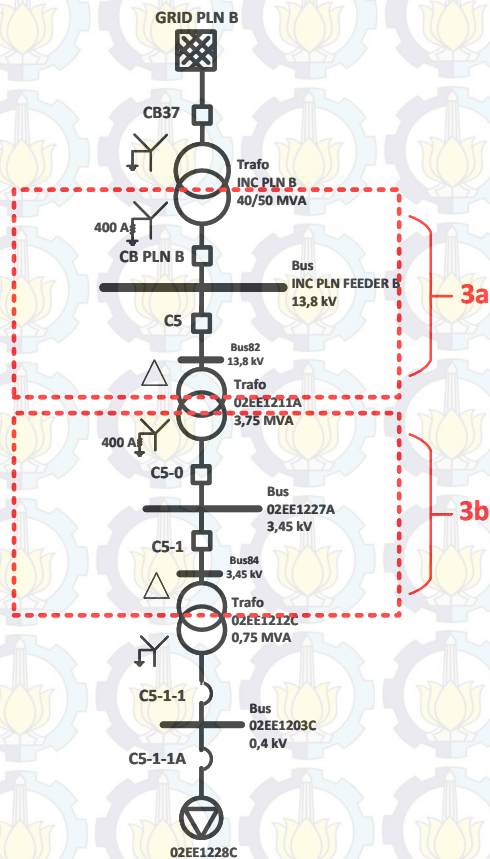
Pada tipikal ini akan dikoordinasikan relay arus lebih gangguan ke tanah pada sistem kelistrikan baru. Koordinasi relay arus lebih gangguan ke tanah ini dimulai dari relay beban 02EE1228C hingga relay primer trafo INC PLN B pada bus 13,8 kV. Pada tipikal ini dibedakan menjadi dua level tegangan utama yaitu 13,8 kV dan 3,45 kV. Apabila terjadi gangguan pada satu level tegangan tertentu, pengaman yang berada pada satu *feeder* dengan tegangan yang berbeda tidak akan merasakan gangguan. Sehingga koordinasi peralatan pengaman arus gangguan ke tanah dipisahkan pada tiap level tegangan.

Pada tipikal 3 ini analisis gangguan ke tanah hanya sampai pada trafo 02EE1212C yang memiliki sistem pentanahan delta-bintang (*solid*). Sedangkan untuk sistem pengaman gangguan ke tanah pada tegangan 0,4 kV cukup menggunakan relay pengaman fasa saja karena besarnya arus

gangguan ke tanah pada sistem pentanahan *wye-solid* sama dengan arus gangguan fasa. Sehingga relay yang dikoordinasikan berdasarkan level tegangan adalah sebagai berikut:

- Pada level tegangan 3,45 kV adalah relay C5-1 dan relay C5-0.
- Pada level tegangan 13,8 kV adalah relay C5 dan relay CB PLN B.

Berikut Gambar 4.17 menunjukkan gambar tipikal 3 pada tiap level tegangan.



Gambar 4.17 Tipikal koordinasi 3 (a) pada tegangan 13,8 kV (b) pada tegangan 3,45 kV

Dalam penentuan setting relay, dilakukan terlebih dahulu perhitungan secara manual sebagai berikut:

❖ **Relay C5-1**

Manufacturer : ALSTOM
Model : P343
Curve Type : *Definite Time*
CT Ratio : 20 / 1
Isc L-G Bus84 : 0,398 kA (3,45 kV)

Instantaneous Pickup

$5\% \times \text{Isc L-G Bus84} \leq \text{Iset} \leq 50\% \times \text{Isc L-G Bus84}$

$5\% \times 398 \leq \text{Iset} < 50\% \times 398$

$19,9 \leq \text{Iset} < 199$

Dipilih Iset = 20 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{20}{20} = 1$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,1s

❖ **Relay C5-0**

Manufacturer : ALSTOM
Model : P343
Curve Type : *Definite Time*
CT Ratio : 20 / 1
Isc L-G Bus 02EE1227A : 0,398 kA (3,45 kV)

Instantaneous Pickup

$5\% \times \text{Isc L-G Bus 02EE1227A} \leq \text{Iset} \leq 50\% \times \text{Isc L-G Bus 02EE1227A}$

$5\% \times 398 \leq \text{Iset} < 50\% \times 398$

$19,9 \leq \text{Iset} < 199$

Dipilih Iset = 20 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{20}{20} = 1$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,3s

❖ Relay C5

Manufacturer : ALSTOM
Model : P343
Curve Type : *Definite Time*
CT Ratio : 20 / 1
Isc L-G Bus82 : 0,398 kA (13,8 kV)

Instantaneous Pickup

$5\% \times \text{Isc L-G Bus82} \leq \text{Iset} \leq 50\% \times \text{Isc L-G Bus82}$

$5\% \times 398 \leq \text{Iset} < 50\% \times 398$

$19,9 \leq \text{Iset} < 199$

Dipilih Iset = 20 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{20}{20} = 1$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,1s

❖ Relay CB PLN B

Manufacturer : ALSTOM
Model : P343
Curve Type : *Definite Time*
CT Ratio : 20 / 1
Isc L-G Bus INC PLN FEEDER B : 0,4 kA (13,8 kV)

Instantaneous Pickup

$5\% \times \text{Isc L-G Bus INC PLN FEEDER B} \leq \text{Iset} \leq 50\% \times \text{Isc L-G Bus INC PLN FEEDER B}$

$5\% \times 400 \leq \text{Iset} < 50\% \times 400$

$20 \leq \text{Iset} < 200$

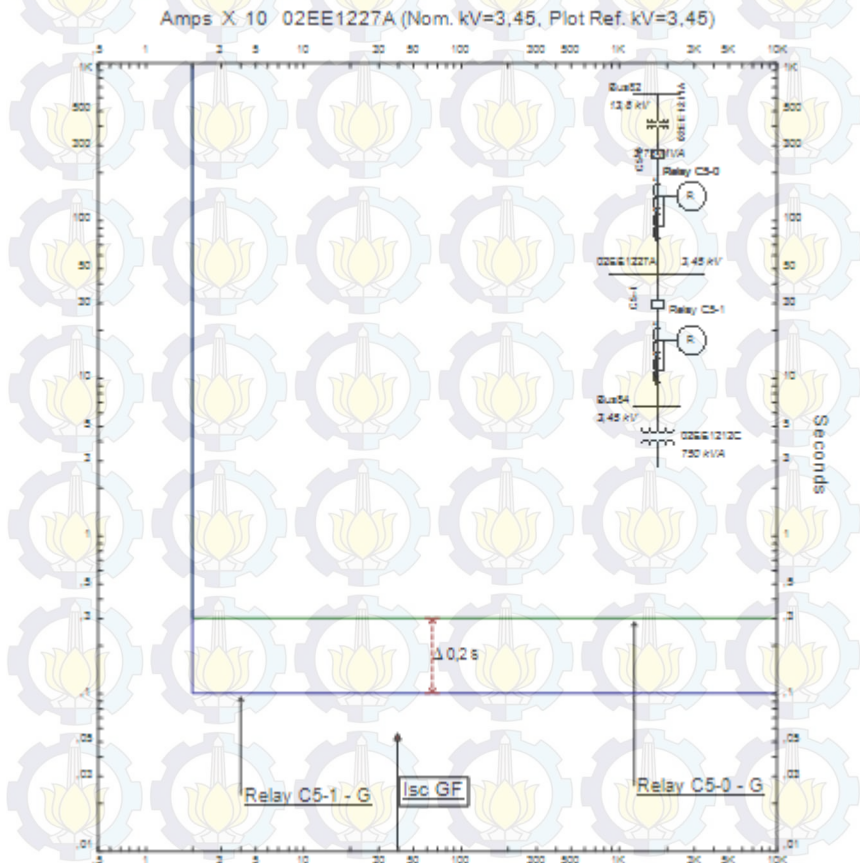
Dipilih Iset = 20 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{20}{20} = 1$$

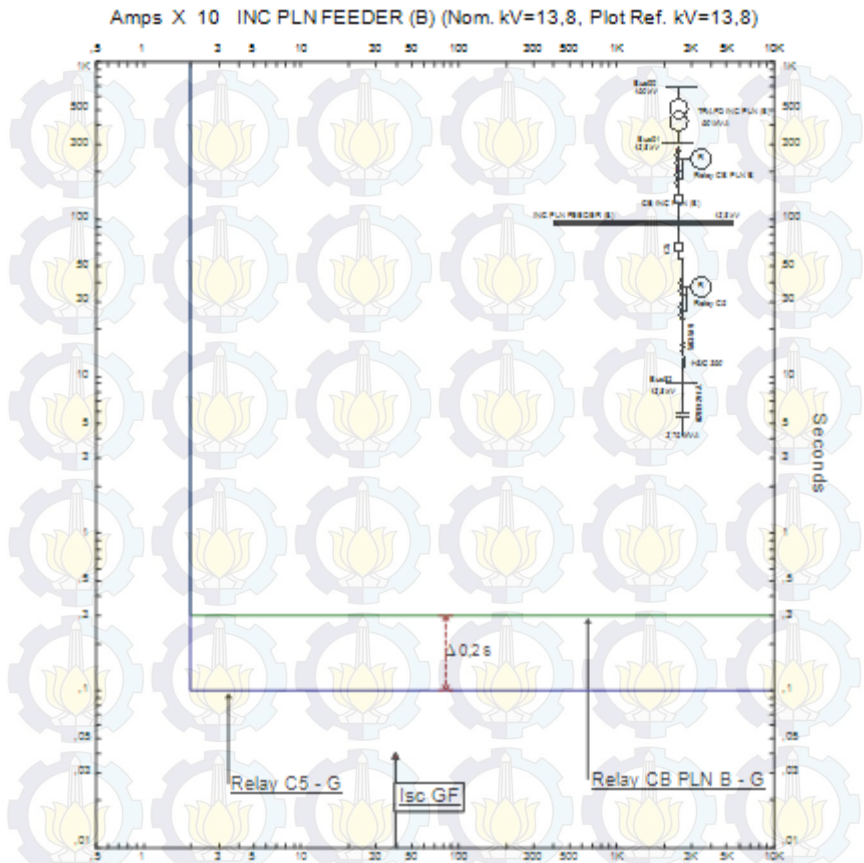
Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,3s

Dengan menggunakan hasil perhitungan di atas, maka dapat di *plot* TCC untuk melihat gambar koordinasi antar relay. Berikut Gambar 4.18 dan Gambar 4.19 merupakan hasil plot tipikal 3 pada level tegangan 3,45 kV dan 13,8 kV.



Gambar 4.18 Hasil *plot* setting relay C5-1 dan relay C5-0 pada tegangan 3,45 kV



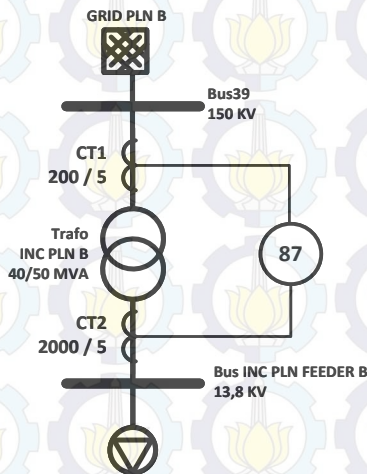
Gambar 4.19 Hasil *plot* setting relay C5 dan relay CB PLN B pada tegangan 13,8 kV

Berdasarkan plot kurva yang disajikan di atas, dapat disimpulkan bahwa:

- Relay arus lebih gangguan ke tanah akan bekerja apabila terjadi gangguan ke tanah atau ada arus yang mengalir melalui CT *ground* lebih dari 20A.
- Pada tegangan 3,45 kV, relay C5-0 bekerja sebagai *back up* relay C5-1 dengan *grading time* 0,2s.

- #### 4.6 Relay Diferensial Trafo (87T)
- Untuk mendapatkan sistem pengamanan yang lebih handal, dipasang juga relay diferensial (87T) pada trafo utama sistem, yaitu Trafo INC PLN. Relay 87T ini bekerja selektif dan sangat cepat sekitar $\frac{1}{2} - 3$ cycle. Relay ini hanya akan bekerja saat terjadi gangguan internal pada area peralatan yang dilindungi saja. Berikut Gambar 4.20 menunjukkan tipikal 4 yaitu pemasangan relay diferensial pada trafo INC PLN B.
-
- Diagram skema menunjukkan konfigurasi sistem tenaga listrik untuk pemasangan relay diferensial. Di bagian atas terdapat busbar bertegangan 150 KV yang terhubung ke GRID PLN B. Busbar ini memiliki pemutus tenaga (circuit breaker). Setelah busbar, arus mengalir melalui transformator tegangan CT1 dengan spesifikasi 200 / 5. Saluran transmisi membawa arus ke trafo daya Trafo INC PLN B dengan kapasitas 40/50 MVA. Dari sisi sekunder trafo, arus melewati transformator tegangan CT2 dengan spesifikasi 2000 / 5 sebelum mencapai busbar Bus INC PLN FEEDER B bertegangan 13,8 KV. Sebuah busbar pemutus tenaga lainnya terletak di busbar feeder ini. Saluran transmisi lain menghubungkan busbar 150 KV langsung ke busbar pemutus tenaga busbar feeder, melewati busbar pemutus tenaga tersebut. Sebuah lingkaran bernomor 87, mewakili relay diferensial, dihubungkan secara seri ke saluran transmisi antara busbar 150 KV dan busbar pemutus tenaga busbar feeder.
- Gambar 4.20** Relay diferensial pada trafo INC PLN B Tipikal 4
- Untuk menentukan setting I_{diff} dan slope pada relay diferensial, dilakukan perhitungan manual dengan data arus hubung singkat 3 fasa maupun hubung singkat 2 fasa pada titik di dalam dan di luar daerah pengamanan relay yang terbaca pada masing-masing CT (*Current Transformer*). Data arus hubung singkat untuk relay diferensial disajikan pada Tabel 4.6 di bawah ini.

Untuk mendapatkan sistem pengaman yang lebih handal, dipasang juga relay diferensial (87T) pada trafo utama sistem, yaitu Trafo INC PLN. Relay 87T ini bekerja selektif dan sangat cepat sekitar $\frac{1}{2}$ - 3 cycle. Relay ini hanya akan bekerja saat terjadi gangguan internal pada area peralatan yang dilindungi saja. Berikut Gambar 4.20 menunjukkan tipikal 4 yaitu pemasangan relay diferensial pada trafo INC PLN B.



Gambar 4.20 Relay diferensial pada trafo INC PLN B Tipikal 4

Untuk menentukan setting I_{diff} dan slope pada relay diferensial, dilakukan perhitungan manual dengan data arus hubung singkat 3 fasa maupun hubung singkat 2 fasa pada titik di dalam dan di luar daerah pengamanan relay yang terbaca pada masing-masing CT (*Current Transformer*). Data arus hubung singkat untuk relay diferensial disajikan pada Tabel 4.6 di bawah ini.

Tabel 4.6 Data arus hubung singkat di dalam dan di luar zona relay

<i>Faults</i>	Isc 2 fasa (kA)		Isc 3 fasa (kA)	
	CT1	CT2	CT1	CT2
Bus39 (150 kV)	0,243	2,64	0,278	3,02
Bus INC PLN FEEDER B (13,8 kV)	1,43	15,59	1,66	17,99
Internal Trafo INC PLN B	1,43	3,14	1,66	3,59

Berdasarkan data pada Tabel 4.6 di atas, maka perhitungan setting relay diferensial adalah sebagai berikut:

Spesifikasi Relay:

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: MiCOM P543
<i>I_{diff range}</i>	: 0,2In – 2In
<i>Slope range</i>	: 30% - 150%
FLA1 (primer Trafo B)	: 154 A
Rasio CT1	: 200 / 5
Error CT1 (asumsi)	: -5%
FLA2 (sekunder Trafo B)	: 1673 A
Rasio CT2	: 2000 / 5
Error CT2	: +5%

Dengan CT1 adalah CT yang dipasang pada sisi primer trafo, sedangkan CT2 merupakan CT yang dipasang pada sisi sekunder trafo yang diamankan relay diferensial (Trafo INC PLN B).

- ❖ Pada kondisi normal, perhitungan dilakukan berdasarkan FLA primer dan sekunder trafo.

$$\begin{aligned}
 \text{Kondisi Normal} \rightarrow I_p &= \left(\frac{154}{200} \right) \times 5 \times (95\%) \\
 &= 3,6575 \text{ A} \\
 I_s &= \left(\frac{1673}{2000} \right) \times 5 \times (105\%) \\
 &= 4,3916 \text{ A} \\
 \text{Restraint} &= \frac{I_p + I_s}{2}
 \end{aligned}$$

$$= \frac{3,6575 + 4,3916}{2}$$

$$= 4,0245 \text{ A}$$

$$= |I_p - I_s|$$

$$= |3,6575 - 4,3916|$$

$$= 0,7341 \text{ A}$$

$$= \frac{0,7341}{5} \times 100\%$$

$$= 14,68\%$$

$$= \frac{I_{diff}}{I_{Restrained}} \times 100\%$$

$$= \frac{0,7341 \text{ A}}{4,0245 \text{ A}} \times 100\%$$

$$= 18,24\%$$

❖ Selanjutnya perhitungan dilakukan saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa dan hubung singkat 2 fasa di luar zona pengamanan relay, dalam hal ini disimulasikan terjadi hubung singkat pada Bus INC PLN FEEDER B.

$$\begin{aligned} \text{3 Phase Fault} \rightarrow I_p &= \left(\frac{1660}{200} \right) \times 5 \times (95\%) \\ &= 39,425 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_s &= \left(\frac{17990}{2000} \right) \times 5 \times (105\%) \\ &= 47,2237 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Restrained} &= \frac{I_p + I_s}{2} \\ &= \frac{39,425 \text{ A} + 47,2237 \text{ A}}{2} \end{aligned}$$

$$= 43,3243 \text{ A}$$

$$= |I_p - I_s|$$

$$= |39,425 \text{ A} - 47,2237 \text{ A}|$$

$$= 7,7987 \text{ A}$$

$$= \frac{7,7987}{5} \times 100\%$$

$$= 156\%$$

$$= \frac{I_{diff}}{I_{Restrain}} \times 100\%$$

$$= \frac{7,7987 \text{ A}}{43,3243 \text{ A}} \times 100\%$$

$$= 18\%$$

$$\text{2 Phase Fault} \rightarrow I_p = \left(\frac{1430}{200} \right) \times 5 \times (95\%)$$

$$= 33,9625 \text{ A}$$

$$I_s = \left(\frac{15590}{2000} \right) \times 5 \times (105\%)$$

$$= 40,9237 \text{ A}$$

$$\text{Restraint} = \frac{I_p + I_s}{2}$$

$$= \frac{33,9625 \text{ A} + 40,9237 \text{ A}}{2}$$

$$= 37,4431 \text{ A}$$

$$I_{diff} = |I_p - I_s|$$

$$= |33,9625 \text{ A} - 40,9237 \text{ A}|$$

$$= 6,9612 \text{ A}$$

$$\begin{aligned}
 I_{diff} (\%) &= \frac{6,9612}{5} \times 100\% \\
 &= 139\% \\
 Slope (\%) &= \frac{I_{diff}}{I_{Restrained}} \times 100\% \\
 &= \frac{6,9612 \text{ A}}{37,4431 \text{ A}} \times 100\% \\
 &= 18,59\%
 \end{aligned}$$

Dimana:

- I_p merupakan arus yang dirasakan CT1 (CT yang dipasang pada bagian primer trafo yang diamankan)
- I_s merupakan arus yang dirasakan CT2 (CT yang dipasang pada bagian sekunder trafo yang diamankan)
- I_{diff} merupakan selisih antara arus yang dirasakan CT1 dengan arus di CT2.
- Slope merupakan perbandingan antara I_{diff} dengan $Restrained$

Dari perhitungan di atas, didapatkan:

- Nilai I_{diff} terbesar adalah 156%
- Nilai slope terbesar adalah 18,59%

Relay diferensial tidak boleh bekerja saat kondisi normal maupun ketika terjadi gangguan di luar zona pengamanan relay. Maka, untuk setting yang disarankan berdasarkan perhitungan adalah:

- Setting $I_{diff} = 200\%I_n = 2I_n$ (MiCOM P543 range 0,2 I_n - 2 I_n)
- Setting **slope** = **30%** (MiCOM P543 range 30% - 150%)

Kedua fungsi tersebut (I_{diff} dan slope) diatur dengan logika AND sehingga relay diferensial akan bekerja hanya jika terjadi gangguan yang nilai I_{diff} dan slope nya melewati setting yang telah diatur.

Untuk membuktikan bahwa setting yang dipilih sudah tepat, maka dilakukan simulasi perhitungan saat terjadi gangguan internal pada trafo. Perhitungan uji coba gangguan 2 fasa di dalam trafo adalah sebagai berikut:

$$\text{2 Phase Fault internal trafo} \rightarrow I_p = \left(\frac{1430}{200} \right) \times 5 \times (95\%)$$

$$= 33,9625 \text{ A}$$

$$I_s = \left(\frac{-3140}{2000} \right) \times 5 \times (105\%)$$

$$= -8,2425 \text{ A}$$

Restraint

$$= \frac{I_p + I_s}{2}$$

$$= \frac{33,9625 \text{ A} + (-8,2425) \text{ A}}{2}$$

$$= 12,86 \text{ A}$$

I_{diff}

$$= |I_p - I_s|$$

$$= |33,9625 \text{ A} - (-8,2425) \text{ A}|$$

$$= \mathbf{42,205 \text{ A}}$$

$I_{diff} (\%)$

$$= \frac{42,205}{5} \times 100\%$$

$$= \mathbf{844\%}$$

Slope (%)

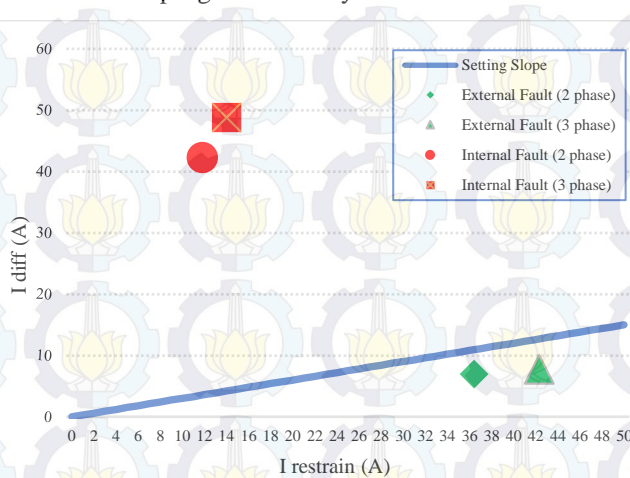
$$= \frac{I_{diff}}{I_{Restrain}} \times 100\%$$

$$= \frac{42,205 \text{ A}}{12,86 \text{ A}} \times 100\%$$

$$= \mathbf{328,19\%}$$

Saat terjadi gangguan internal pada trafo, slope yang terukur adalah sebesar 328,19%, dan I_{diff} sebesar 844% In atau 8,44In. Kedua nilai tersebut jauh lebih besar daripada setting slope dan I_{diff} yang telah dipilih, dimana setting slope 30% dan setting I_{diff} sebesar 2In. Karena kedua syarat terpenuhi, yaitu kedua setting telah terlampaui (*pick up*), maka relay diferensial akan bekerja dengan memberi perintah *tripping* CB dalam waktu 0,02s (*range ½ - 4 cycle*). Berikut Gambar 4.21 menunjukkan

kurva karakteristik relay diferensial beserta simulasi gangguan di dalam maupun di luar zona pengamanan relay.



Gambar 4.21 Kurva karakteristik relay diferensial

Daerah di atas kurva merupakan daerah kerja relay. Relay diferensial akan bekerja apabila gangguan yang terjadi berada di atas kurva relay. Dari gambar di atas dapat dilihat bahwa ketika terjadi gangguan internal trafo baik gangguan 2 fasa maupun gangguan 3 fasa, keduanya berada di atas kurva setting slope relay, dengan kata lain relay diferensial akan bekerja. Sedangkan saat terjadi gangguan di luar zona pengamanan relay, maka relay diferensial tidak akan bekerja.

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil setting koordinasi relay pengaman pada sistem kelistrikan baru PT. Pertamina RU IV Cilacap yang telah dilakukan, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada *setting* arus lebih gangguan fasa tipikal 1, telah dipilih koordinasi dari relay motor hingga relay sumber PLN. Pada tipikal ini telah dilakukan perhitungan yang tepat sehingga pada saat terjadi gangguan fasa minimum maka relay yang berada di dekatnya dapat bekerja. Relay motor tidak bekerja saat *starting* motor.
2. Pada *setting* arus lebih gangguan fasa tipikal 2, telah dipilih koordinasi relay terpanjang pada beban sistem kelistrikan baru. Pada saat terjadi gangguan fasa minimum maka rele yang berada di dekatnya dapat bekerja. Saat *inrush* trafo, relay tidak bekerja. Pada tipikal ini terdapat HVCB dan LVCB. Untuk HVCB di *setting* pada relaynya, sedangkan LVCB di *setting* langsung pada CBnya.
3. Pada *setting* relay arus lebih gangguan ke tanah tipikal 3, telah dilakukan *setting* koordinasi relay arus lebih gangguan ke tanah pada beban baru dengan jalur yang terpanjang. Relay dikoordinasikan berdasarkan tipe pentanahan belitan pada trafo dan generator. Untuk sistem tegangan rendah dengan trafo belitan delta-wye (solid), maka cukup menggunakan relay pengaman fasa saja. Pada perhitungan tipikal ini didapatkan nilai $I_{set} = 20 \text{ A}$ dengan *grading time* 0,2s.
4. Pada *setting* relay diferensial trafo tipikal 4, dipilih I_{diff} sebesar $2I_n$ dan slope sebesar 30%. Setelah dilakukan pengecekan dengan gangguan 2 fasa di internal trafo, slope terukur adalah sebesar 328% dan I_{diff} sebesar 8,44In. Karena kedua *setting* terlewati (*pick up*), maka relay ini bekerja dalam waktu 0,02s. Sedangkan saat terjadi gangguan di luar zona pengamanan, relay ini tidak bekerja.

5.2 Saran

1. Pada *setting* relay diferensial, sebaiknya mengaktifkan fungsi I_{diff} dan fungsi slope secara bersamaan untuk mengurangi faktor kesalahan kerja relay diferensial. Dengan memanfaatkan kedua fungsi tersebut, maka relay hanya akan bekerja saat kedua setting fungsi tersebut terlewati (*pick up*). Dengan kata lain, kedua fungsi tersebut diatur dengan logika AND.
2. Setting relay baru yang terdapat pada tugas akhir ini dapat dijadikan pertimbangan dan referensi untuk melakukan setting yang sebenarnya.

DAFTAR PUSTAKA

1. IEEE Standard 242, "*Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System*", Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2001.
2. Wahyudi, "*Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik*", Teknik Elektro ITS, Surabaya, Bab 2, 2004.
3. Cahier Technique No. 158. "*Calculation of Short Circuit Currents*", Shneider Electric, 2005.
4. Anderson, P.M, "*Power System Protection*", John Wiley & Sons, Inc., Canada, Ch. 3, 1998.
5. Gurevich, Vladimir, "*Electric Relays, Principle and Application*", CRC Press, USA, Ch. 10, 2006.
6. Technical Manual, "*MiCOM P342/3/4/5: Generator Protection Relay*", ALSTOM. 2013.
7. Vincentius Raki Mahindara. "*Optimasi Time Dial Setting (TDS) Relay Arus Lebih menggunakan Adaptive Modified Firefly Algorithm pada Sistem Kelistrikan PT. Pupuk Kalimantan Timur*". Tugas Akhir. Institut Teknologi Sepuluh Nopember: Surabaya, 2016.
8. Hirlanda Dwi, Andikta. "*Koordinasi Proteksi Pada Sistem Distribusi 33 kV PT. PERTAMINA RU IV Cilacap Akibat Penambahan Generator 3X15 MW*". Tugas Akhir. Institut Teknologi Sepuluh Nopember: Surabaya, 2013.
9. PT. PLN (Persero). "*Konsep Dasar Sistem Proteksi Gardu Induk*". Pusat Pendidikan dan Pelatihan: Indonesia, 2014.
10. Technical Guide, "*MiCOM P541/2/3/4/5/6: Current Differential Protection Relay*", ALSTOM. 2011.

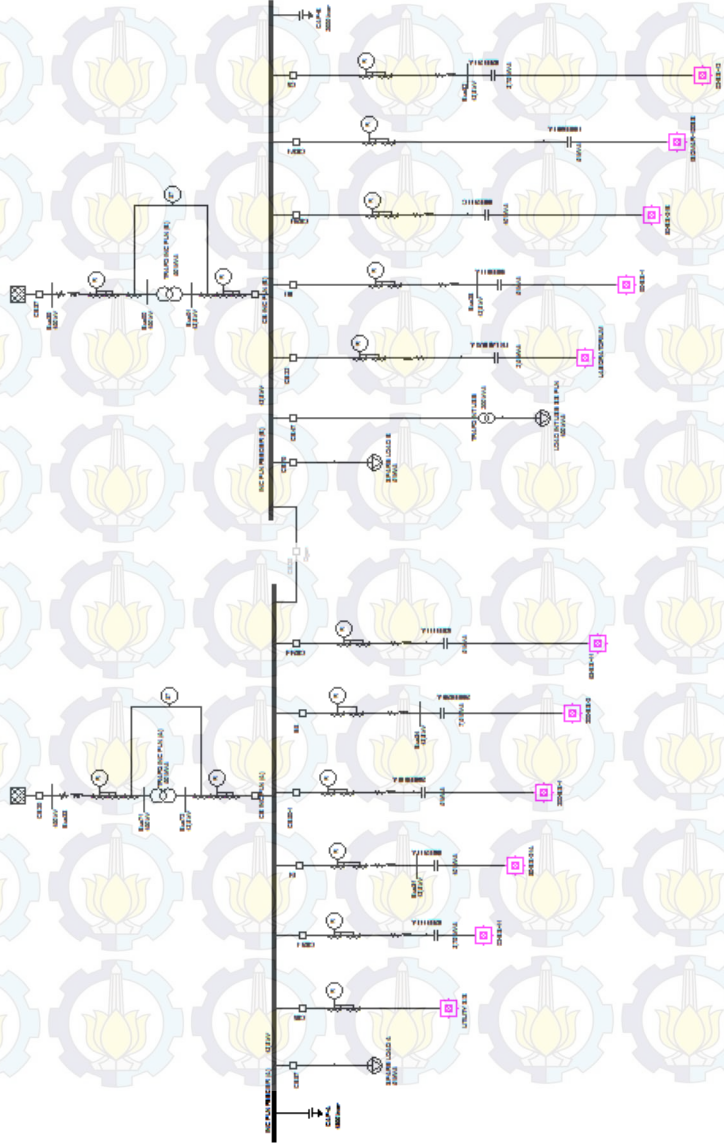


LAMPIRAN

Tabulasi Setting Relay Arus Lebih Fasa & Ground

ID RELAY	TYPE	CODE	CURVE TYPE	CT RATIO	ISSET (A)	I PICKUP	TDS (s)	DELAY (s)
RELAY CB29	ALSTOM P343	51	SI	250/5	175	0,7	0,25	
		50	DT	250/5	2250	9		0,1
RELAY CB PLN A	ALSTOM P343	51	SI	2000/5	1900	0,95	0,2	
		50	DT	2000/5	9000	4,5		0,3
RELAY E4	ALSTOM P343	51	SI	800/5	480	0,6	0,3	
		50	DT	800/5	7000	8,75		0,1
RELAY E4-0	ALSTOM P343	51	SI	2000/5	1900	0,95	0,2	
		50	DT	2000/5	6000	3		0,3
RELAY E4-3	ALSTOM P343	51	SI	400/5	360	0,9	0,6	
		50	DT	400/5	2400	6		0,1
RELAY E8	ALSTOM P343	51	SI	600/5	360	0,6	0,3	
		50	DT	600/5	6000	10		0,1
RELAY E8-0	ALSTOM P343	51	SI	1500/5	1380	0,92	0,2	
		50	DT	1500/5	7500	5		0,3
RELAY E8-1	ALSTOM P343	51	SI	400/5	200	0,5	0,3	
		50	DT	400/5	4000	10		0,1
LVCB E8-1-1	Westinghouse	Long Time	SST	1600	1600	1	2	
		Short Time	SST	1600	9600	6		0,3
LVCB E8-1-1A	Westinghouse	Long Time	SST	300	285	0,95	4	
		Short Time	SST	300	2850	S2(10)		0,1
RELAY CB PLN B	ALSTOM P343	50G	DT	20/1	20	1		0,3
RELAY C5	ALSTOM P343	50G	DT	20/1	20	1		0,1
RELAY C5-0	ALSTOM P343	50G	DT	20/1	20	1		0,3
RELAY C5-1	Westinghouse	50G	DT	20/1	20	1		0,1

Single Line Diagram Sistem Kelistrikan Baru PT Pertamina RU IV Cilaap



RIWAYAT HIDUP PENULIS



Ubaidillah Husni lahir di Gresik pada tanggal 8 Januari 1994. Penulis adalah anak ke-empat dari lima bersaudara. Penulis menempuh pendidikan dasar di SDN 1 Pangkah Wetan Gresik pada tahun 2000-2006, kemudian SMPN 1 Ujungpangkah Gresik pada tahun 2006-2009, dan lulus dari SMAN 1 Sidayu Gresik pada tahun 2012. Pada tahun 2012 juga, penulis diterima sebagai mahasiswa di jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) dan mengambil bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Semasa kuliah, penulis aktif di Himpunan Mahasiswa Jurusan sebagai Kepala Biro Minat Bakat LINGPUS HIMATEKTRO ITS 2014-2015 dan juga aktif sebagai asisten Laboratorium Konversi Energi Listrik 2014-2016. Penulis dapat dihubungi melalui email ubaidillah.husni@gmail.com

